

Геология НЕФТИ

STAT

STAT

3

ГОСТОПТЕХИЗДАТ • 1957

СОДЕРЖАНИЕ

STAT

	Стр.
Брод И. О., Цатуров А. И., Несмеянов Д. В. Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений мезозоя Восточного Предкавказья	1
Пустильников М. Р. Перспективы нефтегазоносности северо-западного Предкавказья	12
Неволин Н. В. Геологическое значение гравитационных и магнитных аномалий центральных и восточных районов Русской платформы	18
Кононов А. И. Соляная тектоника Жигалово-Балыхтинского и Усть-Кутского районов юго-восточной части Сибирской платформы	25
Шрайбман В. Н. Глубинное строение Северного Устья	31
Проничева М. В. О проявлениях новейшей тектоники в Северном Прикаспии	34
Трушкин П. Г. Особенности тектонического строения и история формирования Покровского поднятия	40
Максимов П. М. Некоторые особенности газонефтяных залежей	48
Куликов Ф. С. Габбро-диабазовые интрузии в додевонских отложениях Башкирии	53
Гурьба П. К. Трещиноватость нефтесодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении	57
Рудин Г. И. Об изменениях свойств нефтей в отложениях майкопа и миоцена Керченского полуострова	61
Юдин Г. Т., Маловицкий Я. П. Перспективы нефтегазоносности Бразилии	63
Соколов В. А. О книге В. А. Успенского «Баланс углерода в биосфере в связи с вопросом о распространении углерода в земной коре»	71

Редакционная коллегия

М. В. АБРАМОВИЧ, В. Ф. АНДРЕЙКО, Б. К. БАБА-ЗАДЕ, А. И. БОГДАНОВ, И. О. БРОД, И. В. ВЫСОЦКИЙ, Г. Л. ГРИШИН, Б. Ф. ДЪЯКОВ, И. П. ЗУБОВ, Н. А. КАЛИНИН, С. Т. КОРОТКОВ, М. С. ЛЬВОВ (зам. редактора), С. П. МАКСИМОВ (редактор), акад. С. И. МИРОНОВ, М. Ф. МИРЧИНК, Г. П. ОВАНЕСОВ, А. А. ТРОФИМУК, В. В. ФЕДЫНСКИЙ, М. М. ЧАРЫГИН.

Адрес редакции: Москва, К-12, Третьяковский пр., д. 1/19, тел. Б 3-17-35.

ГОСУДАРСТВЕННОЕ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЕ ИЗДАТЕЛЬСТВО
НЕФТЯНОЙ И ГОРНО-ТОПЛИВНОЙ ЛИТЕРАТУРЫ, МОСКВА

Геология НЕФТИ

ПРОЛЕТАРИИ ВСЕХ СТРАН, СОЕДИНЯЙТЕСЬ!
ОРГАН МИНИСТЕРСТВА
НЕФТЯНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ
СССР

3
МАРТ
1957

ГОД ИЗДАНИЯ ПЕРВЫЙ

И. О. БРОД, А. И. ЦАТУРОВ, Д. В. НЕСМЕЯНОВ

Перспективы нефтегазоносности карбонатных отложений мезозоя Восточного Предкавказья

Кавказу по праву принадлежит одно из первых мест среди нефтегазоносных областей Советского Союза. Развитие отечественной нефтяной промышленности началось на Апшеронском полуострове, в Грозненской области и в Краснодарском крае. Только в последнее время Кавказ уступил первенство по добыче и запасам нефти Волго-Уральским районам.

До последнего времени на Кавказе основными промышленно нефтегазоносными горизонтами являлись отложения третичного возраста.

Взросшие запросы народного хозяйства потребовали резкого увеличения добычи нефти и газа. В связи с этим перед кавказскими геологами со всей остротой встал вопрос о выявлении новых возможных продуктивных горизонтов.

Для Восточного Предкавказья в предвоенные годы таким новым объектом явились мезозойские отложения, широко распространенные на Кавказе. Предпосылками к постановке вопроса о перспективности этих отложений послужили как общие соображения о геологическом развитии Кавказа, так и отдельные нефтегазопроявления, связанные с породами мезозойского возраста в Западном, а отчасти и в Восточном Предкавказье.

Вопрос о перспективности мезозоя поставил И. М. Губкин еще в 1915 г. [6].

В 1932 г. И. О. Брод и С. Э. Мусаев отмечали, что «обильные выходы

газов в нагорной части Дагестана в юрских породах, а также наличие битуминозных пород в различных свитах нижнего мела заставляют ставить вопрос о глубоком поисковом бурении для выявления нефтеносности мезозоя» [2].

В предвоенные годы этот вопрос поднимается вновь.

Исходя из того, что при бурении скв. 19 в Дагестанских Огнях в низах верхнего мела были отмечены нефтепроявления, еще в 1939—1940 гг. указывалось на необходимость не откладывать разведку мезозоя, так как открытие нефти в нем поставило бы совершенно по-иному вопрос о запасах нефти Восточного Предкавказья и потребовало бы пересмотра перспективного плана поисковых и разведочных работ [3]. В качестве практических рекомендаций было предложено начать разведочное бурение на ряде брахиантиклинальных поднятий Южного и Северного Дагестана.

Почти одновременно разведку мезозоя Восточной антиклинальной зоны Южного Дагестана предложил В. Д. Голубятников [4]. Годом позже была опубликована работа Д. В. Дробышева, в которой он также настоятельно рекомендовал начать разведку мезозойских отложений [8].

Основные перспективы нефтегазоносности в то время связывались со среднеюрскими и нижнемеловыми песчаниками.

Карбонатные отложения верхнего мела считались лишь регионально водоносными, хотя в ряде работ и отмечалось, что воды, насыщающие эти известняки, типично нефтяные [1]. Предложение разведывать преимущественно нижнемеловые и юрские отложения объяснялось тем, что при вскрытии скважинами в Берикее, Дузлаке, Дагестанских Огнях и Хошмензиле верхнего мела были получены мощные водяные фонтаны.

В результате бурения, проведенного в пределах Дагестана, было открыто несколько незначительных нефтяных (Дузлак и Берикей) и газовых (Дагестанские Огни и Хошмензил) месторождений, в которых залежи оказались связанными с алевролитовыми пластами нижнего мела, обладающими весьма низкими коллекторскими свойствами. Переоценка существовавших ранее представлений и сосредоточение внимания на перспективности верхнемеловых отложений произошло в основном лишь в последние годы.

В 1952 г. Комплексной Северо-Кавказской нефтяной экспедицией АН СССР совместно с производственными нефтяными организациями было предложено к разведке Селлинское поднятие, расположенное в пределах Западной антиклинальной зоны Южного Дагестана (рис. 1). В декабре 1953 г. из скв. 3, вскрывшей верхнемеловые отложения на абсолютной отметке —1084,1 м, был получен нефтяной фонтан. В течение 11 месяцев открытого фонтанирования скважина выбросила более 32 тыс. т нефти. Суточный дебит иногда достигал 120—200 т. При последующем бурении выяснилось, что вскрытая в верхнемеловых известняках Селли газонефтяная залежь по характеру резервуара относится к массивному типу.

Водо-нефтяной контакт первоначально располагался на абсолютной отметке —1210 м. Газо-нефтяной контакт, определенный условно, проходит приблизительно на отметке —1170, —1175 м. Таким образом, высота нефтяной части залежи не превышает 35—40 м. Кровля верхнего мела в пределах газовой части в различных сква-

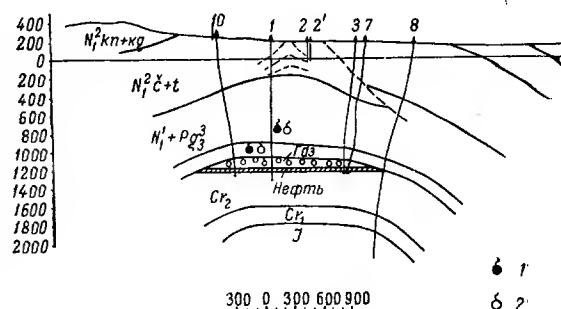


Рис. 1. Поперечный разрез через Селлинское поднятие.

1 — нефтепоказания; 2 — газопоказания; $N_1^{2kp} + kg$ — конка + караган; $N_1^{2c} + t$ — чокрак + тархан; $N_1^1 + Pg_3^3$ — майкоп; Cr_2 — верхний мел; Cr_1 — нижний мел; J — юра.

жинах отбивается на абсолютных отметках от —1020 до —1169 м, следовательно, высота газовой шапки достигает 150 м.

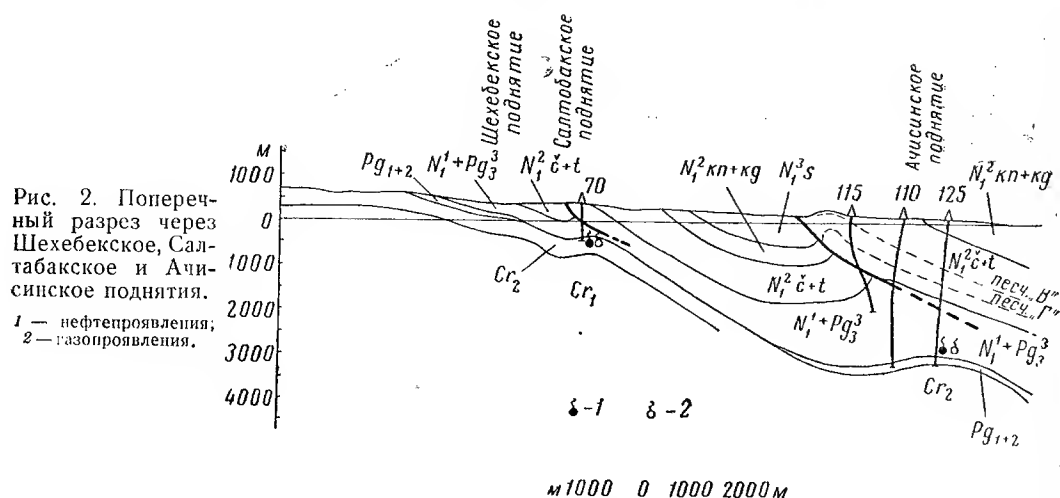
Результаты предварительной эксплуатации свидетельствуют о том, что приток нефти из скважин связан с трещиноватостью вскрытых известняков.

Характер получаемых притоков жидкости и газа неустойчив. Для ряда скважин характерна тенденция к повышению отдачи жидкости в процессе эксплуатации. Из 20 скважин, пробуренных на Селлинской нефтегазоносной площади, в 14 получены промышленные притоки нефти [12].

В пределах той же Западной антиклинальной зоны в 1955—1956 гг. велось структурное бурение в районе Салтабакского погребенного поднятия, расположенного на северном продолжении Селли-Байкенезской складки. Свод этого поднятия был вскрыт скважинами под моноклинально залегающими третичными слоями, перемещенными по разрыву (рис. 2). В трех скважинах вскрытие верхнего мела сопровождалось интенсивными газовыми выбросами и появлением пленок нефти на глинистом растворе. При углублении в толщу верхнемеловых известняков был отобран керн, обильно пропитанный жидкой нефтью.

В процессе структурного бурения на территории, расположенной к западу от Салтабакской складки, в районе распространения так называемых

НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ МЕЗОЗОЯ ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ



Губденских куполов в некоторых скважинах, вскрывших верхнемеловые отложения, также отмечены нефтепроявления. В одной из скважин, заложенной в непосредственной близости от выхода на поверхность мезозойских отложений, из интервала 31—36 м был поднят четырехметровый образец верхнемеловых известняков с трещинами, заполненными твердым битуминозным веществом и густой темно-коричневой нефтью¹.

При бурении на южном окончании Западной антиклинальной зоны — в Экендиле и Аджиноуре — при вскрытии и проходке верхнемеловых известняков были получены интенсивные притоки воды с углеводородным газом. Дебиты воды достигали 12 000 м³ в сутки при очень небольших количествах газа. Лишь в единичных случаях дебит газа составлял 1000 м³ с быстрым снижением до 10—30 м³/сутки.

Опробование верхнемеловых известняков на промысловых площадях Восточной антиклинальной зоны (Берикей, Дузлак, Дагестанские Огни и Хошмесизил) сопровождалось мощными фонтанами сильно минерализованных иодо-бромных вод, достигавших иногда 20—70 тыс. м³ в сутки.

Указанное явление объясняется отсутствием в разрезе этих месторожде-

ний непроницаемой покрышки для мигрирующих снизу углеводородов, состоящей из глины и глинистых мергелей пестроцветного горизонта.

Вслед за получением верхнемеловой нефти в Селли глубокое разведочное бурение на те же отложения было начато в районе Изербашского и Ачисинского поднятий. В Изербаше скважины оказались заложеными на периклинали мезозойской складки и не достигли проектного горизонта. В Ачису, несмотря на то, что верхнемеловые отложения были вскрыты двумя скважинами (скв. 120 и 125), испытать их не удалось из-за малого диаметра (рис. 2).

В майкопских глинах, покрывающих фораминиферово-меловую известняково-мергельную толщу, как в Изербаше, так и в Ачи-Су наблюдались интенсивные нефтепроявления. Нефть сходна с нефтью, полученной в Селли, что дает основание предполагать наличие массивных залежей в фораминиферовых и верхнемеловых слоях.

Значительно более эффективные результаты разведки верхнемеловых отложений были получены в последнее время в Грозненской области. Исследованиями, проведенными Грознефтеобъединением в Суиженском антиклинории совместно с Комплексной Северо-Кавказской нефтяной экспедицией АН СССР, установлено, что верхнемеловые породы наиболее приподняты в

¹ Из отчета В. П. Галина. Результаты геологических исследований в пределах Губденской площади. Фонды НПУ Дагнефть, Махачкала, 1955.

районе Ачалуки и Карабулак, где они образуют единое мезозойское Ачалуко-Карабулакское поднятие [5].

Первые скважины были пробурены в 1954—1955 гг. на Карабулакской площади, занимающей восточное периклинальное окончание складки. Все шесть скважин, вскрывшие к настоящему времени верхнемеловые известняки, дали промышленные притоки нефти (рис. 3 и 4).

Верхнемеловые известняки массивной залежи нефти Карабулакского месторождения впервые были вскрыты скв. 16 на абсолютной отметке —1690 м. В начальный период пробной эксплуатации через 10-мм штуцер из скважины ежедневно поступало до 130 т безводной нефти. Первоначальные суточные дебиты остальных скважин достигали 80—150 т. Характерной особенностью получаемых притоков является весьма низкое загрязнение (обычно 2—6%). Как правило, скважины начинают фонтанировать лишь после 3—4-кратной солянокислотной обработки призабойных зон, проводимой под большим давлением. Результаты опробования и предварительной эксплуатации свидетельствуют о том, что верхнемеловая залежь приурочена к трещиноватому массивному коллектору, сложенному относительно монотонной толщей известняков и плотных мергелей. Режим залежи упруго-водонапорный.

Все скважины, вскрывшие в Карабулаке верхнемеловые известняки, обна-

ружили в них нефть. Газовая шапка в залежи, возможно, отсутствует. Водонефтяной контакт, а следовательно, и высота нефтяной залежи пока не установлены, хотя верхнемеловые известняки полностью пройдены скв. 16.

Предварительно о высоте нефтяной залежи можно судить по следующим данным. В скв. 3 (Ачалуки), вскрывшей кровлю верхнего мела на абсолютной отметке —1452 м, была получена чистая нефть. В скв. 18 (Карабулак) кровля этих отложений оказалась на абсолютной отметке —1816 м. Однако в этой скважине при испытании самых нижних частей верхнемелового разреза вместе с нефтью было получено до 50% воды. Высота нефтяной части по этой скважине приблизительно равняется 250 м, а водо-нефтяной контакт проходит на абсолютной глубине —2066 м ($1816 + 250 = 2066$ м). Исходя из этого, общую высоту нефтяной части всей залежи можно принять близкой к 600 м ($2066 - 1452 = 614$ м). Благоприятные результаты испытания первых скважин, пробуренных на периклинали Ачалуко-Карабулакской мезозойской складки, заставляют высоко расценивать перспективы верхнемеловых отложений, развитых и в прилегающих районах Сунженского антиклинория. На 1957 г. Грознефтеобъединением запроектировано бурение 18 скважин в пределах Сунженского антиклинория, в которых должно быть проведено опробование

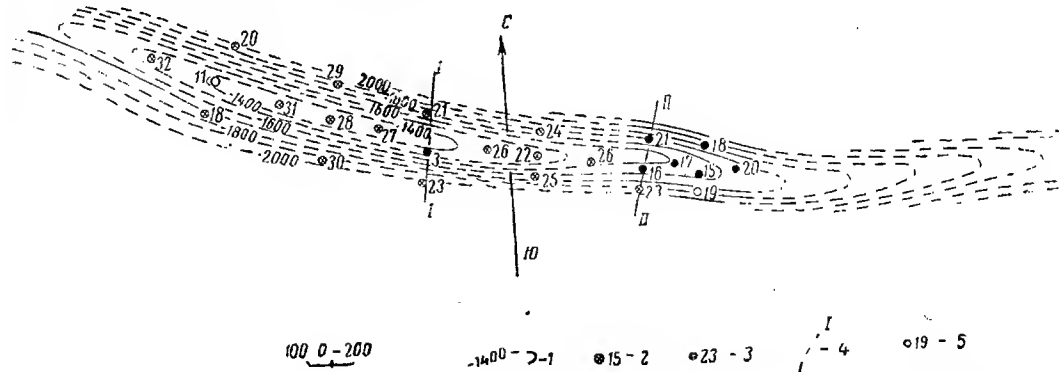


Рис. 3. Структурная карта Ачалуко-Карабулакского поднятия. (Сост. в Грознефтеобъединении.)

1 — стратозигипсы по поверхности верхнемеловых отложений; 2 — скважины, давшие нефть из верхнемеловых отложений; 3 — скважины, находящиеся в бурении; 4 — профильные разрезы; 5 — проектные разведочные скважины на 1957 г.

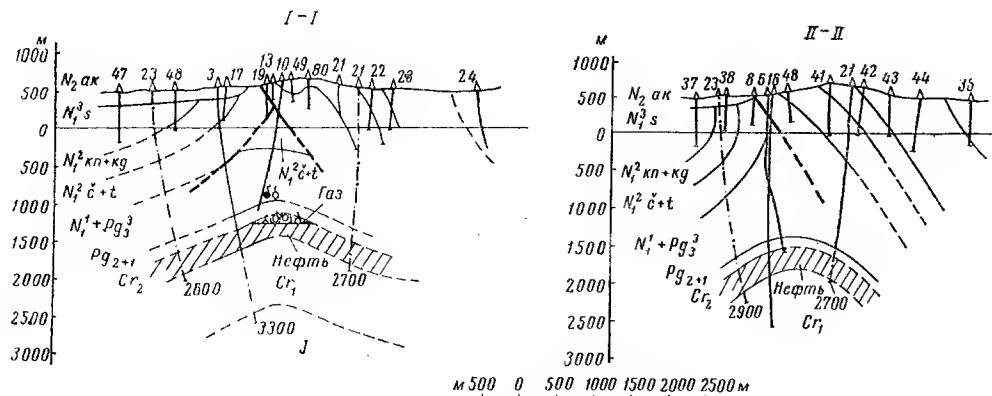


Рис. 4. Поперечные разрезы через Ачалукско-Карабулакское поднятие. (Сост. в Грознефтеобъединении.)

N_{2ak} — акчагыл; N_{1s} — сармат; N_{2kn+kg} — конка + караган; N_{2c+l} — чокрак + тархан; N_{1+Pg3} — майкоп; Pg_{2+1} — эоцен + палеоцен; Cr_2 — верхний мел; Cr_1 — нижний мел; J — юра.

массивной залежи в верхнемеловых известняках. 16 скважин будут пробурены на Ачалукско-Карабулакском поднятии (рис. 3), одна на Заманкульском и одна на Серноводском.

Химические исследования карабулакских нефтей, произведенные в лаборатории кафедры геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ, указывают на большое сходство этих нефтей с селлинскими. Нефть обоих месторождений малосернистая: содержание сернистых смол в карабулакской нефти не превышает 2,5—3%, а в селлинской 6—9%; асфальтенов от 0,2 до 0,8%; парафина в карабулакской нефти до 5%, а в селлинской до 13%.

Преобладающими углеводородами в составе всех дистиллятных фракций являются метановые; меньшее значение имеют нафтеновые и ароматические компоненты. Основное отличие селлинской нефти от карабулакской состоит в том, что последняя содержит больше легких фракций. В связи с этим различаются некоторые физические параметры: удельный вес селлинской нефти колеблется в пределах 0,866—0,879, а карабулакской 0,820—0,825, температура застывания первой минус 18—23°, второй — минус 9° [7].

В последние годы неоднократно ставился вопрос о разведке верхнемеловых отложений, слагающих свод Терского антиклинария. Однако бурение поиско-

вых скважин ежегодно откладывалось из-за больших глубин залегания мезозоя. После благоприятных результатов бурения в Карабулаке в 1956 г. было решено углубить для вскрытия верхнемеловых известняков старую скв. 690/7 на Малгобекско-Вознесенской площади. На глубине 3067 м эта скважина вскрыла кровлю верхнего мела (абсолютная отметка минус 2400 м). При углублении скважины в верхнемеловую толщу отмечалось газирование и появление нефтяных пленок на глинистом растворе (рис. 5). Произвести испытание скважины не удалось.

На основании изложенного в пределах Восточного Предкавказья можно считать установленной региональную нефтегазоносность верхнемеловых отложений.

В результате исследований, проведенных в последние годы, можно дать благоприятную оценку перспектив нефтегазоносности еще одной толщи карбонатных отложений, составляющих разрез верхней юры и неокома. Эти отложения, обладая ограниченным распространением, достигают своего максимального развития на участке между р. Сулак на востоке и р. Чегем на западе. Здесь эти отложения представлены мощными толщами известняков и доломитов.

Изучение битумов в карбонатных отложениях верхней юры и неокома по-

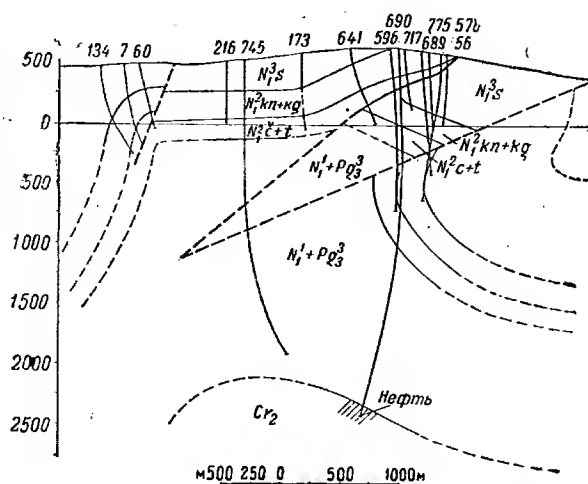


Рис. 5. Поперечный разрез через Малгобекское поднятие.

N_1^{2s} — сармат; N_1^{2kn+kg} — конка + караган; N_1^{2c+t} — чокрак + тархан; $N_1^1+Pg_3^3$ — майкоп; Cr_2 — верхний мел.

казало, что эти породы обладают эпигенетической битуминозностью. Битуминозность связана преимущественно с трещинами и отдельными кавернами карбонатных пород. Вторичность этих битуминозных включений подтверждается и тем, что отложения указанного возраста в области накопления наибольших мощностей менее битуминозны, чем в периферических частях верхнеюрской впадины, где мощность их значительно меньше. Западнее же — в Северной Осетии и Кабарде — эти отложения обогащены битумом. Наибольшее количество битуминозных веществ содержится в пелитоморфных известняках оксфордского яруса. И. А. Конюхов отмечает содержание в них битумов 0,02—0,08%, а иногда и до 0,1% и считает их сингенетичными [10, 11], с чем вряд ли можно согласиться.

Весь карбонатный комплекс отложений верхней юры и неокома обладает хорошими коллекторскими свойствами. Исследования показали, что зернистые и кавернозные известняки и доломиты лужитанского яруса, характеризующиеся пористостью 15—20%, обладают и хорошей проницаемостью. Все это позволяет рассматривать карбонатные отложения верхней юры и неокома как

природные резервуары, в которых при наличии ловушек возможно существование залежей нефти и газа.

Промышленные притоки нефти и газа из карбонатных отложений нижнемелового возраста пока получены в пределах Восточного Предкавказья лишь на территории Датыхского поднятия, где эти отложения пройдены скв. 6 и 7 (рис. 6). В скв. 7 из песчано-карбонатной толщи готеривского яруса при испытании интервала 2060—2186 м был получен фонтан безводной нефти с суточным дебитом 343 т. Однако через 8 час. из скважины вместе с нефтью стала появляться и вода во все увеличивающемся количестве. При дифференцированном испытании выяснилось, что притоки нефти поступают из интервалов разреза 2180—2186 и 2148—2166 м. В нижнем интервале была получена чистая нефть, а выше — нефть с большим количеством воды. Грознефтеобъединение запроектировало бурение на Датыхской структуре с целью вскрытия среднеюрских отложений.

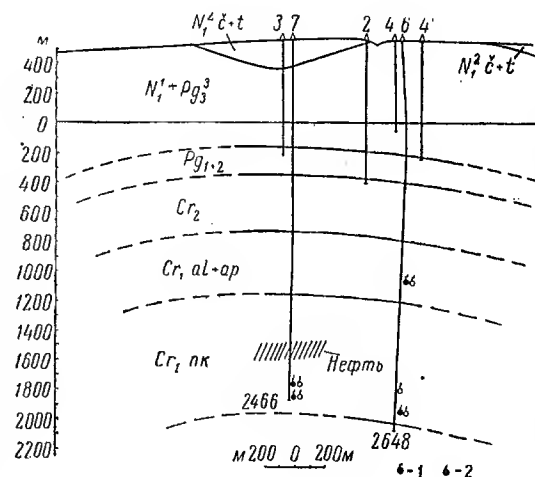


Рис. 6. Поперечный разрез через Датыхское поднятие.

1 — нефтепроявления; 2 — газопроявления; N_1^{2c+t} — чокрак + тархан; $N_1^1+Pg_3^3$ — майкоп; Pg_{1+2} — эоцен + палеоцен; Cr_2 — верхний мел; Cr_{1al+ap} — альб + апт; Cr_{1nk} — неоком.

В Прикумском районе бурение, проводившееся в Озек-Суате и на других прилегающих площадях, выяснило отсутствие отложений верхней юры, готерива и валанжина. Скважины, пробуренные в Озек-Суате, выявили наличие в разрезе 145-м толщи песчаников и известняков, отнесенных к баррему. В Артезиане мощность этой толщи достигает 162 м. Опробование скважин, пробуренных в Озек-Суате и Зимней Ставке показало, что имеются залежи нефти в песчаных пластах барремского яруса. В Прикумской равнине в известняковой части разреза этого яруса нефтепроявлений пока не обнаружено.

Проблема нефтегазоносности карбонатных отложений мезозоя, естественно, должна решаться путем рассмотрения во взаимосвязи ряда факторов. Для правильной оценки перспектив нефтегазоносности трещиноватых и карвернозных карбонатных отложений в первую очередь необходимо решить вопрос о материнских толщах, за счет которых может происходить образование нефтяных и газовых скоплений. Проводившиеся кафедрой геологии и геохимии горючих ископаемых МГУ в последние 10 лет исследования по этой проблеме показали, что на протяжении всей мезозойской истории развития Кавказа можно выделить определенные отрезки геологического времени, характеризующиеся условиями, благоприятными для захоронения органического вещества и преобразования его в битумы [9, 10, 11]. Эти отрезки времени, являющиеся этапами битумообразования, тесно связаны с основными этапами геологического развития рассматриваемого региона, обусловившими накопление мощных толщ пелитовых осадков.

Время образования среднеюрских отложений, представленных 3-км толщ терригенных образований, по ряду признаков может быть выделено в качестве крупного этапа битумообразования.

Высоким общим содержанием органического вещества характеризуются отложения бат-байосского возраста. В большинстве районов при люмине-

сцентно-битуминологическом изучении этих отложений отмечалось содержание битумов 0,02—0,03%. В разведочных районах концентрация битумов увеличивается до 0,1—0,4%. При этом рассеянные битумы связаны в основном с глинами и алевроитово-глинистыми пачками. Битуминозные вещества, отмечаемые в песчаных прослоях, отличаются по своему характеру от битумов, связанных с глинистыми породами. Значительное количество органического вещества в глинах и алевроитах, их черный цвет, обилие сидеритовых конкреций, включения пирига — все это указывает на накопление этих отложений в устойчиво восстановительных условиях. Быстрое захоронение поступающего органического вещества в условиях восстановительной обстановки благоприятствовало последующему образованию битуминозных соединений.

На основании сказанного бат-байосская толща рассматривается как одна из основных нефтематеринских свит мезозойского разреза.

Карбонатные отложения верхней юры и неокома на территории Восточного Предкавказья подстилаются битуминозными среднеюрскими глинами. В условиях глубокого погружения и накопления мощных толщ верхнеюрских и меловых отложений создавались благоприятные предпосылки к перемещению подвижных битуминозных веществ из среднеюрских глин в вышележащие трещиноватые, а местами и карвернозные карбонатные породы.

По данным люминесцентно-битуминологического анализа терригенные образования нижнего мела (верхний баррем, апт и альб) отличаются более низким содержанием битуминозных веществ по сравнению со среднеюрскими отложениями. Максимальное содержание битума в них не превышает 0,02%. При этом наблюдается, что глины нижнего мела содержат больше битума, чем песчано-алевритовые прослои, и состав битума в глинах отличается большим содержанием смолистых компонентов, тогда как битумы песчано-алевритовых прослоев в основном состоят из маслянистых компонентов [10, 11]. Можно полагать, что рассеян-

ные в глинах битуминозные вещества являются сингенетичными, а всю терригенную толщу нижнего мела можно рассматривать как нефтематеринскую. По-видимому, залежи нефти и газа, связанные с песчаниками и алевролитами нижнего мела и с толщей верхнемеловых известняков, питаются битумами, рассеянными в глинах и глинистых алевролитах терригенной части нижнемеловых отложений.

Можно предполагать, что перспективы нефтегазоносности верхнемеловой карбонатной толщи связаны с теми районами, в которых эти известняки покрывают глинисто-алевритовую толщу нижнего мела. В тех же районах, где верхний мел подстилается в основном песчаниками и алевролитами, верхнемеловые слои, вероятно, неперспективны (рис. 7).

Промышленную разведку на верхнемеловую нефть нужно проводить в первую очередь на уже выявленных антиклинальных поднятиях.

В Дагестане наиболее перспективными являются Ачисинское и Избербашское поднятия, расположенные в пределах Восточной антиклинальной зоны, и Гаша-Байкенезское, являющееся составным звеном Западной антиклинали. На территории Ачи-Су, Избербаша и Байкенеза в настоящее время уже ведется разведочное бурение, рассчитанное на опробование верхнемеловых известняков. Кроме того, весьма перспективным является также Салтабакское поднятие, расположенное к северу от Селли-Байкенезской складки.

Отдельно должен быть поставлен вопрос о поисках залежей нефти и газа в верхнемеловых известняках Северного Дагестана, в районе, расположенном между г. Махачкала и р. Сулак. Строение этого района характеризуется расплыванием всех антиклинальных и синклиналий зон на фоне регионального наклона слоев северного склона Кавказского сооружения. Условия залегания мезозойских отложений в этом районе пока выяснены далеко не полностью. Изучение структурных соотношений третичных и мезозойских отложений позволяет предполагать существование в мезозое двух

ступенчато расположенных структурных террас. По-видимому, эти террасы лежат на продолжении Восточной антиклинальной зоны Южного Дагестана. Вполне возможно, что в пределах этих террас существуют структурные осложнения в виде небольших самостоятельных брахиантиклинальных поднятий. Решить этот вопрос можно лишь в результате дополнительных геологических исследований с постановкой глубокого разведочного бурения.

Наибольшие перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений в Северном Дагестане следует связывать с уже выявленным крупным Бенойским брахиантиклинальным поднятием. На этой площади в начале 30-х годов были получены промышленные притоки нефти из нижнемайкапских отложений, которые не оказались связанными с отдельными пластами разведывавшейся толщи. Весьма возможно, что эти притоки нефти были приурочены к отдельным зонам трещиноватости, питающимся за счет нефти, поступающей из залежи в толще карбонатных пород палеогена — верхнего мела, подстилающих майкопские слои.

Промышленные притоки нефти в районе Ачалукско-Карабулакского поднятия Сунженского антиклинория указывают на перспективность этих отложений в сводах других поднятий той же антиклинальной зоны. В пределах Сунженского и Малокабардинского хребтов намечаются еще две перспективные брахиантиклинали: Заманкульская, расположенная к западу от Ачалукско-Карабулакской складки, и Серноводская, находящаяся на востоке от последней. Возможно, что в связи с большим диапазоном нефтеносности все эти три поднятия будут иметь единый общий водо-нефтяной контакт.

В пределах Терского антиклинория верхнемеловые слои должны залегать гипсометрически глубже чем в Сунженском.

Нефтепроявления Малгобекско-Вознесенской площади и доказанная промышленная нефтеносность верхнего мела в Сунженском антиклинории свидетельствуют о высокой перспективности этих отложений и на территории Тер-

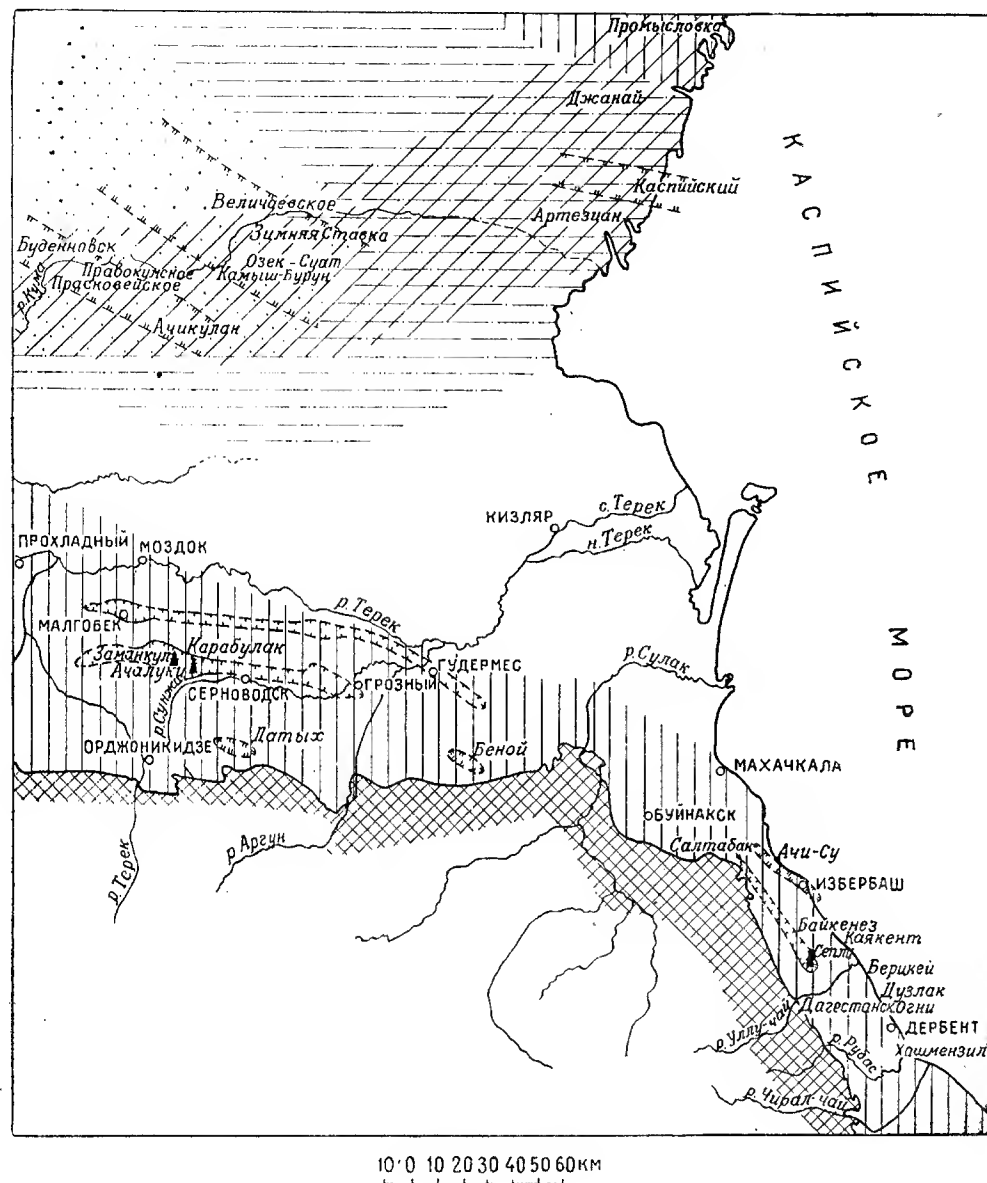


Рис. 7. Схема возможной нефтегазоносности верхнемеловых отложений Восточного Предкавказья.

1 — площади с доказанной нефтегазоносностью верхнемеловых отложений; 2 — известные зоны нефтегазонакопления в верхнемеловых отложениях и их предполагаемое распространение; 3 — возможные зоны нефтегазонакопления; 4 — территория распространения мезозойских отложений на поверхности; 5 — территория развития глинисто-алевритовых отложений апт-альба; 6 — территория развития глинистых отложений нижней части верхнего мела; 7 — территория развития песчано-алеврито-глинистых отложений апт-альба; 8 — территория развития песчано-алевритовых отложений апт-альба.

ского антиклинория. Наиболее благоприятной для разведки является Малгобекско-Вознесенская площадь, где верхнемеловые слои образуют хорошо выраженное поднятие.

Открытым остается вопрос о перспективности верхнемеловых отложений, развитых в районах, расположенных непосредственно к северу от передовых хребтов.

На картах изменения литологического состава нижнемеловых отложений, построенных в процессе работ Комплексной Северо-Кавказской нефтяной экспедиции, в пределах этой территории вплоть до линии Ачикулак — Артезиан верхнемеловые известняки залегают на преимущественно глинистых и алевроитовых образованиях нижнего мела [11].

В связи с этим при обнаружении благоприятных структурных форм на всей этой территории до указанной линии можно рассчитывать на обнаружение в них газовых и нефтяных скоплений.

В районах, расположенных севернее линии Ачикулак — Артезиан, происходит значительное изменение разреза нижнемеловых отложений в сторону увеличения в них содержания песчаного материала. Практически в этих местах нижний мел в основном представлен песчаниками и алевролитами. Особенно развит песчаный материал в западных районах (Ачикулак, Озек-Суат, Величаевка и др.). Однако непосредственно под известняками в Прикумской равнине залегает 10—18-м пачка глин, относимая по микрофаунистическим определениям к низам верхнего мела. Мощность этой пачки увеличивается в восточном направлении и достигает в районе Артезиана 20—35 м.

Из изложенного видно, что в верхнемеловых известняках, развитых в восточных районах (Джанай, Артезиан, Промысловая и др.), возможно накопление нефти и газа при условии наличия ловушек. На южном участке по данным геофизических исследований намечается ряд пологих антиклинальных поднятий (Каспийское и др.). На северных участках — в районе Промысловой — верхнемеловые известняки в

значительной мере размыты и непосредственно перекрыты отложениями плиоцена. В связи с этим основные перспективы нефтегазоносности верхнемеловых отложений восточных районов Прикумской равнины следует связывать с более южными участками².

Перспективность описываемых отложений, развитых в районе Озек-Суат — Ачикулак — Величаевка, может быть оценена лишь после получения дополнительных материалов, характеризующих подстилающие породы с точки зрения их битуминозности. Однако, учитывая, что на этой территории глубоким бурением доказано существование благоприятных структурных условий, уже сейчас представляется возможным рекомендовать верхнемеловые известняки для опробования на ряде площадей Прикумского района.

Выше отмечалось, что газонефтяные скопления, приуроченные к карбонатным отложениям верхней юры и неокوما, питает, по-видимому, среднеюрская нефтематеринская толща. Поэтому перспективными районами для указанного комплекса отложений явятся те, в которых верхняя юра подстилается толщей глинистых битуминозных среднеюрских отложений. Мало перспективными необходимо считать те области, в которых карбонатные отложения верхней юры залегают преимущественно на песчано-алевритовых образованиях (рис. 8).

В пределах Восточного Предкавказья возможными зонами нефтегазонакопления для верхнеюрских и неокомских известняков являются зоны Терского и Сунженского антиклинориев, а также Датыхское и Бенойское брахиантиклинальные поднятия.

В пределах Прикумской равнины перспективы нефтегазоносности описываемых отложений, вероятно, необходимо связывать с песчаными пластами барремского яруса. Указанные пласты могут оказаться нефтеносными в пределах Урожайного, Колодезного, Зур-

² Цатуров А. И. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Затеречной равнины. Канд. диссерт. Фонды Грознефтеобъединения (Грозный) и Ин-та нефти АН СССР (Москва).

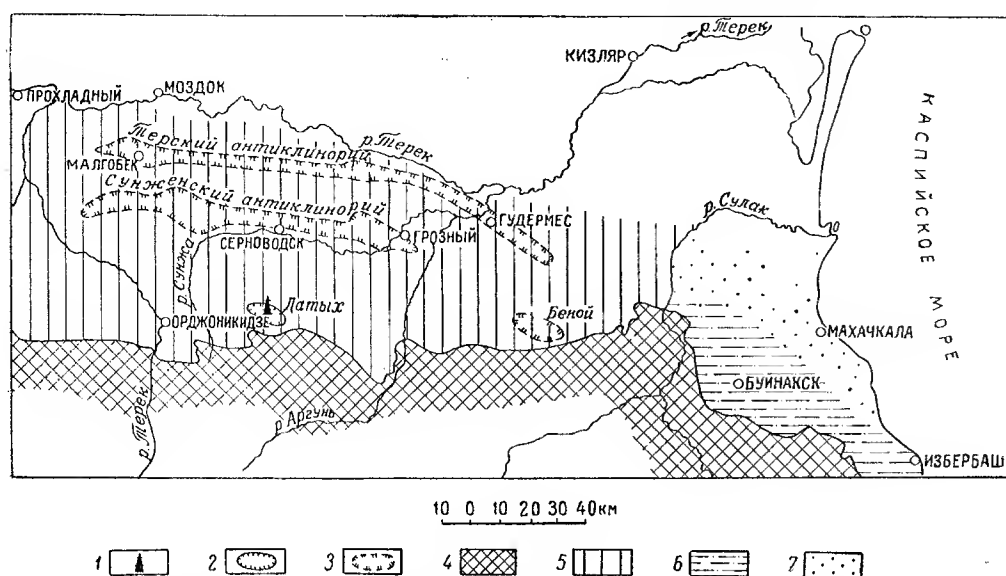


Рис. 8. Схема возможной нефтегазоносности карбонатных отложений верхней юры и неокома.
 1 — площади с доказанной нефтегазоносностью неокмских отложений; 2 — известные зоны нефтегазоаккумуляции; 3 — возможные зоны нефтегазоаккумуляции; 4 — территория распространения мезозойских отложений на поверхности; 5 — территория развития преимущественно глинистых отложений байос-бата; 6 — территория развития алевро-глинистых отложений байос-бата с прослоями песчаников; 7 — территория развития песчано-алевритовых отложений байос-бата.

мутинского и Максимокульского поднятий. Большой практический интерес представляют также и такие поднятия, как Буденновское, Прасковейское и Правокумское, где в настоящее время проводится глубокое разведочное бурение на меловые отложения. Однако, на этих площадях глубины залегания рассматриваемых горизонтов будут значительно большими.

Открытие залежей нефти и газа в карбонатных отложениях палеоцена, верхнего мела, неокома и верхней юры значительно расширяет перспективы развития добычи этих полезных ископаемых в Восточном Предкавказье.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брод И. О. Иодо-бромные воды Южного Дагестана. Тр. Всесоюзного гидрогеологического съезда 1932 г., вып. 5. Гос. научно-техн. горно-геол. изд., 1934.
2. Брод И. О., Муссаев С. Э. Схема ввода площадей Дагестана в разведку на нефть глубоким бурением с 1932 по 1937 г. Тр. Сев. Кав. конф. геол. нефт. 1931—1932 гг., вып. 6. Изд. АН СССР, 1933.
3. Брод И. О. О новых нефтяных ресурсах северо-восточного Кавказа. Нефтяная промышленность, № 3, 1940.
4. Голубятников В. Д. Геология и полезные ископаемые третичных отложений

Дагестана. Тр. ЦНИГРИ, вып. 136. Госгеол. издат, 1941.

5. Гринфельд М. И. Соотношение тектоники третичных и мезозойских отложений в зоне передовых складок Северной Осетии. Новости нефтяной техники, нефтепромышленное дело, № 9, 1955.

6. Губкин И. М. Геологические исследования Кубанского нефтеносного района. Листы Анарско-Роевский и Темрюкско-Гастогавский. Тр. геол. ком., нов. сер., вып. 115, 1915.

7. Гусева А. Н. Характеристика нефти и газа и воды нового месторождения Селли. Новости нефтяной техники, сер., геол., вып. № 1, 1956.

8. Дробышев Д. В. Перспективы нефтегазоносности отложений мезозоя на северном склоне Кавказа. Сб. «Нефтеносность мезозойских отложений Бол. Кавказа». Гос. топтехиздат, 1941.

9. Еременко Н. А., Максимов С. П., Тхостов Б. А. О циклах битумообразования на северо-восточном Кавказе. Нефть. хоз., № 9, 1949.

10. Конюхов И. А. Битуминологические особенности мезозойских отложений Дагестана. Разведка недр, № 8, 1956.

11. Конюхов И. А. О нефтегазоносности мезозойских отложений Северного Кавказа. Новости нефтяной техники, сер., геол., вып. 1, 1956.

12. Несмеянов Д. В. Геологическое строение нового газонефтяного месторождения Селли в Южном Дагестане. Новости нефтяной техники, сер., геол., вып. 1, 1956.

М. Р. ПУСТИЛЬНИКОВ

Перспективы нефтегазоносности северо-западного Предкавказья

В течение длительного времени изучение геологического строения северо-западного Предкавказья ограничивалось областью предгорий, где выходят на дневную поверхность коренные породы мезокайнозойского возраста. На этой территории выполнена геологическая съемка различных масштабов, охватившая полосу предгорий от бассейна р. Лаба на востоке до Таманского полуострова на западе. Производилось также колонковое бурение с глубинами до 500 м.

В результате этих работ была в общих чертах выяснена стратиграфия третичных и мезозойских отложений и изучена тектоника предгорий северо-западного Предкавказья.

До Великой Отечественной войны основное внимание было сосредоточено на поисках и разведке литологических газонефтяных залежей. Были открыты месторождения Нефтяно-Ширванского района, Асфальтовой Горы, Широкой Балки, Кура-Цеце, Абузы и др., расположенные в области спокойного моноклинального залегания пород третичного возраста в восточной части предгорий.

Поиски в течение длительного времени нефтяных залежей в складчатой зоне западной части Кубани (Крымско-Варениковский район) в миоценовых породах не привели к открытию каких-либо крупных залежей нефти и газа. Только после Великой Отечественной войны здесь были открыты в моноклинально залегающих миоценовых отложениях нефтяные залежи на площадях Зыбза, Глубокий Яр и Ахтырско-Бугундырская, имеющие промышлен-

ное значение. Впоследствии на этих площадях и на ряде других складок (Ново-Дмитриевская, Калужская, Восточно-Северская, Украинская и др.), известных по данным сейсморазведки, глубоким разведочным бурением были выявлены промышленные запасы нефти в отложениях среднего майкопа (структурно-литологические залежи нефти) и в кумском горизонте (структурные ловушки).

Успехи поисков так называемых «зональных» залежей нефти на длительное время предопределили методику поисков и разведки на нефть и газ в районах северо-западного Предкавказья. В отличие от большинства нефтеносных районов Советского Союза, где разведочные работы начинались с первой фазы, т. е. разведочное бурение производилось в районах возможных структурных ловушек, которые выявлялись поверхностным либо глубинным картированием или геофизическими методами разведки, в районах Кубани, как правило, поиски газонефтяных залежей велись в полосе моноклинального залегания пород и в межструктурных пространствах для обнаружения ловушек, обусловленных структурно-литологическими факторами, т. е. со второй или даже третьей фазы разведки. При этом основным руководящим признаком для обнаружения подобных залежей являлась береговая линия древнего бассейна, определение которой при недостаточности знаний палеогеографической обстановки было связано с большими трудностями, что, естественно, влияло на геологическую эффективность разведочных работ. Дальнейшее развитие нефтяной промышленно-

сти Кубани не могло осуществляться только путем поисков нефтяных залежей структурного и литологического типов в узкой полосе предгорий северо-западного Предкавказья. Необходимо было выйти с глубоким разведочным бурением на огромные просторы Прикубанской низменности, имеющей площадь более 75 000 км², для поисков погребенных структур, перспективных в газонефтеносном отношении. Однако геологическое строение этого района до 1945 г. оставалось неизвестным из-за развитого здесь мощного (до 400 м) покрова четвертичных отложений. Необходимо было начать изучение глубинной тектоники этого района геофизическими методами разведки, что и было выполнено коллективом геологов и геофизиков в течение 1945—1955 гг.

В результате большого объема геофизических исследований, опорного и глубокого разведочного бурения оказалось возможным изучить глубинную тектонику и стратиграфию пород, составляющих северо-западное Предкавказье.

Вкратце тектоническое строение северо-западного Предкавказья в свете новых данных, полученных по материалам сейсмических исследований, может быть охарактеризовано следующим образом [2].

Современный структурный план мезокайнозойских пород, составляющих северо-западное Предкавказье, образовался в результате их деформаций, генетически связанных, по-видимому, с морфологией фундамента, что определило условия накопления всего осадочного комплекса пород.

После обобщения данных об условиях залегания пород

(морфологические особенности отдельных структур) и об их мощностях стало возможно выявить крупные геоструктурные элементы, осложняющие этот регион, и определить характер их тектонического взаимоотношения.

Основными геоструктурными элементами, осложняющими северо-западное Предкавказье, являются Азово-Кубанский прогиб, Адыгейский структурный выступ, Восточно-Кубанский прогиб и примыкающая к ним с севера платформенная часть, осложненная валами почти меридионального (поперечного) простирания, связанными, по-видимому, с уступами фундамента (рис. 1). Такими валами являются Ейско-Березанский, Калниболотский, Сальский и др., осложненные складчатостью третьего порядка.

Выяснилось, что Ейско-Березанский вал имеет непосредственное сочленение с Адыгейским структурным выступом и образует с ним как бы единое поперечное погребенное сооружение, расчленившее существовавший в свое время огромный Азово-Кубанский передовой прогиб на два прогиба: Азово-Кубанский и Восточно-Кубанский.

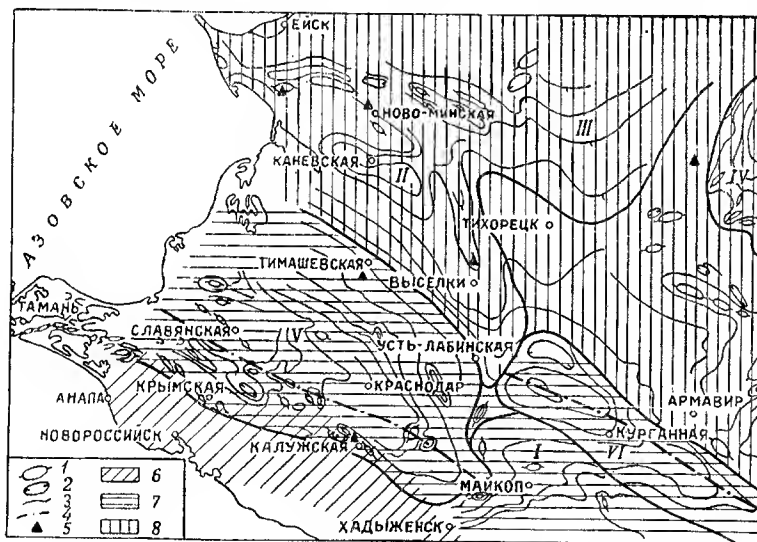


Рис. 1. Схема тектонического строения северо-западного Предкавказья по данным сейсмических исследований

1 — поднятия; 2 — прогибы; 3 — изогипсы; 4 — оси прогибов; 5 — опорные скважины; 6 — складчатость геосинклинального типа; 7 — складчатость промежуточного типа; 8 — складчатость платформенного типа. I — Адыгейский структурный выступ; II — Ейско-Березанский вал; III — Калниболотский вал; IV — Сальский вал; V — Азово-Кубанский прогиб; VI — Восточно-Кубанский прогиб.

Судя по стратиграфическому комплексу пород, принимающих участие в строении Ейско-Березанского вала и Адыгейского структурного выступа, можно полагать, что такое расчленение могло произойти в течение верхнего палеозоя и мезозоя (?). В свою очередь Минераловодский структурный выступ, начавший формироваться в нижнем палеозое, на юго-востоке отделяет Терско-Каспийский прогиб от Восточно-Кубанского; последние раньше совместно с Азово-Кубанским прогибом составляли единый Предкавказский прогиб.

В общем структурном плане Предкавказья Азово-Кубанский, Восточно-Кубанский и Терско-Каспийский прогибы имеют северо-западное простираание и располагаются кулисообразно по отношению друг к другу.

Следует, однако, отметить, что в неогеновое (послесарматское) время Азово-Кубанский и Восточно-Кубанский прогибы снова объединились в единый пологий прогиб, восточное окончание которого находится примерно в районе ст. Курганная. В то же время Терско-Каспийский прогиб продолжает оставаться изолированным благодаря наличию Минераловодского поднятия и Ставропольских дислокаций, явившихся источниками сноса терригенного материала в восточном и западном направлениях.

Результаты гравиметрических исследований находятся в хорошем соответствии с данными сейсморазведки. Характер распределения аномалий силы тяжести отражает основные особенности глубинного строения описываемого региона. Отчетливо вырисовывающиеся зоны региональных минимумов и максимумов силы тяжести, отличающиеся значительной интенсивностью гравитационного поля и большими размерами, соответствуют основным геоструктурным элементам, выделенным по данным сейсморазведки.

Не вдаваясь в подробное изложение характера распределения гравитационного поля северо-западного Предкавказья и геологической интерпретации гравитационных аномалий, отметим лишь, что результаты гравиметриче-

ских исследований в комплексе с сейсмическими позволили достаточно уверенно провести тектоническое районирование изучаемого региона.

Выделенные нами основные крупные тектонические элементы осложнены структурами третьего порядка, относящимися к различным типам складчатости.

Южный борт Азово-Кубанского прогиба осложнен многочисленными складками геосинклинального типа, группирующимися в ряд тектонических линий.

Внутренняя зона Азово-Кубанского прогиба, его северный борт (платформенный), Адыгейский структурный выступ и Восточно-Кубанский прогиб осложнены структурами промежуточного типа, которые также расположены линейно, однако отличаются увеличенными мощностями осадочного комплекса пород мезокайнозойского возраста. Суммарная мощность осадочных пород во внутренней (осевой) зоне Азово-Кубанского прогиба и на его северном борту оценивается в 6—8 или даже 10 км. При этом наблюдается общее увеличение мощностей всех стратиграфических комплексов в западном направлении, т. е. в сторону Азовского моря.

К структурам промежуточного типа мы относим Анастасиевско-Троицкую, Федоровскую, Львовскую, Мингрельскую, Славянскую, Фрунзенскую, Петровскую, Ново-Титаровскую, Бжедуховскую, Калининскую, Костромскую и др.

Платформенная часть территории, как мы уже упоминали, осложнена валами, на фоне которых развиты поднятия третьего порядка, имеющие черты строения структур платформенного типа. Такими структурами являются Каневская, Старо-Минская, Ленинградская, Расшеватская, Ново-Покровская, Ильинская и др. Мощность надпалеозойского осадочного комплекса в платформенной части меняется от 1800 м в районе Каневской складки до 3500 м в районе ст. Тимашевская.

Проведенное в последние годы глубокое разведочное бурение значительно расширило диапазон промышленной

газонефтеносности осадочного комплекса пород, слагающих северо-западное Предкавказье, как по разрезу, так и по площади.

Так, например, установлена промышленная нефтеносность юрских отложений, открыты богатые нефтяные залежи в палеогеновых породах (кумский горизонт) на структурах геосинклинального типа, обнаружены богатейшие газовые и нефтяные залежи в сарматских, мэотических, понтических и киммерийских слоях во внутренней зоне Азово-Кубанского прогиба на структурах промежуточного типа. В последнее время получены данные о промышленной газонефтеносности нижнемеловых отложений в платформенной части региона.

Таким образом, если до Великой Отечественной войны нам была известна нефтеносность майкопских слоев и частично миоценовых (тяжелая нефть), причем эти залежи в основном литологические, то за последние годы получены данные о газонефтеносности почти всего мезокайнозойского комплекса пород; при этом установлено, что залежи нефти и газа имеют многопластовый характер и приурочены к антиклинальным структурам.

При оценке перспектив нефтегазонефтеносности мы исходим из структурных особенностей возможного газонефтяного объекта, т. е. что ловушками для скопления нефти являются антиклинальные складки при благоприятных литофациальных условиях разреза. Естественно, не исключается возможность обнаружения и структурно-литологических залежей нефти.

Учитывая установленную промышленную газонефтеносность Анастасиевско-Троицкой, Славянской и Фрунзенской структур, можно полагать, что во внутренней зоне прогиба и на его северном борту, особенно в западных частях, газонефтеносными являются отложения плиоцена, миоцена и, возможно, более древние.

При этом диапазон нефтеносности разреза будет зависеть при прочих благоприятных условиях от местоположения ловушки в общем структурном плане региона, а также от геострук-

турных особенностей и времени ее формирования.

Нужно отметить, что в последнее время имел место ряд неудач при разведке структур промежуточного типа, расположенных во внутренней зоне Азово-Кубанского прогиба и на его северном борту. В данном случае имеется в виду разведка миоценовых отложений (в основном мэотических) на Федоровской, Михайловской и Мингрельской структурах, которые расположены в одной тектонической зоне с Анастасиевско-Троицкой структурой, являющейся, как известно, богатейшим газонефтяным месторождением на Кубани.

При благоприятных структурных и фациальных условиях разреза на Федоровской, Михайловской и Мингрельской структурах основной продуктивный мэотический горизонт, представленный, как и на Анастасиевско-Троицкой структуре, песками и песчаниками, оказался непродуктивным, водонасыщенным. В чем дело? Каковы причины отсутствия нефти на указанных структурах? Дать однозначный ответ в настоящее время не представляется возможным, так как на этих структурах пробурено ограниченное количество глубоких разведочных скважин. Так, например, на Федоровской структуре пробурены две скважины, на Михайловской и Мингрельской по одной скважине. Таким образом, мы лишены возможности выполнить необходимые построения для реконструкции структурных планов отдельных стратиграфических комплексов с целью определения времени формирования этих структур. К сожалению, такие построения невозможно выполнить и по данным сейсморазведки, так как при малых амплитудах поднятий (до 50 м) точность метода недостаточна.

У нас нет оснований считать, что отсутствие нефти на этих структурах связано с формированием их после того, как процесс распределения нефти по ловушкам был уже завершен. Не можем мы также объяснить отсутствие нефти на Федоровской, Михайловской и других структурах их морфологическими особенностями, т. е. их небольшими амплитудами.

Из практики мы знаем примеры, когда структуры, имеющие аналогичную или даже меньшую амплитуду, оказывались продуктивными. Мы имеем в виду Славянское и Фрунзенское поднятия. Следовательно, нам остается допустить, что строение структур промежуточного типа, расположенных во внутренней зоне и на северном борту Азово-Кубанского прогиба, возможно, более сложное, чем это представляется нам по материалам сейсморазведки. При этом мы, естественно, не отрицаем решающее влияние фактора времени формирования структур на формирование газонефтяных залежей.

Для выяснения и оценки перспектив нефтеносности структур, расположенных в Азово-Кубанском прогибе и в районах, примыкающих к нему с востока и севера, изучение которых находится в первой своей стадии, необходимо упорно продолжать поиски на таких структурах, изучать их и найти закономерности в распределении газа и нефти по площади и разрезу. Несомненно, что при настойчивой разведке, учитывающей все особенности строения района, мы обнаружим не одно месторождение, аналогичное по своей промышленной значимости Анастасиевско-Троицкому.

По аналогии с Азово-Кубанским прогибом, являющимся областью нефтеобразования и питания осложняющих его структур, можно полагать, что Восточно-Кубанский прогиб также представлял собой бассейн с благоприятными условиями для образования газа и нефти как в третичных, так и мезозойских отложениях.

Открытие нефтегазовой залежи в палеогене на Александровской структуре около г. Армавир, а также нефтяной залежи в юрских отложениях на Баракаевском разведочном участке в значительной степени повышает перспективность этой части северо-западного Предкавказья. Следовательно, при обнаружении на этой территории положительных структурных форм необходимо ставить глубокое разведочное бурение.

Большие перспективы в газонефтеносном отношении таит в себе обшир-

ная платформенная область. Здесь могут оказаться нефтеносными нижнетретичные и в основном мезозойские отложения. Основанием для такой оценки являются промышленные залежи газа и конденсата, полученные в последнее время в нижнемеловых отложениях на Каневской структуре, и известная промышленная газоносность хадумских слоев на Расшеватской структуре.

Необходимо также отметить, что перспективы газонефтеносности Таманского полуострова остаются до последнего времени не выясненными. Разрез многочисленных диапировых структур, осложняющих Таманский полуостров, не подвергся изучению ниже миоценовых пород.

В свое время И. М. Губкин [1], невысоко оценивавший перспективы нефтеносности Таманского полуострова, писал: «... Миоценовые свиты не имеют значительных коллекторов нефти, поэтому и запас нефти в них оказался не таким мощным, как запас нефти в диапировых структурах юго-восточной части Кавказа. Но нефтяные перспективы северо-западной части не ограничиваются только отложениями миоценового и олигоценного возраста. Нефть здесь надо искать и в более низких горизонтах, именно в нижнетретичных отложениях (фораминиферовые слои и свита горячего ключа) и в мезозое». Этот прогноз И. М. Губкина до настоящего времени остается непроверенным.

По отрывочным данным сейсмических исследований имеются основания полагать, что породы древнее майкопа не принимают участия в диапиризме, а смяты в пологие складки. В пользу этого говорят почти одинаковые значения силы тяжести в Азово-Кубанском прогибе и на Таманском полуострове, соответствующие, вероятно, максимальному накоплению осадков третичного возраста, впоследствии дислоцированные в различной степени. Следует, наконец, начать в этом районе глубокое разведочное бурение для оценки перспектив газонефтеносности.

В заключение нам представляется необходимым, исходя из технических возможностей, на ближайшее время на-

метить основные направления поисков газонефтяных залежей на территории северо-западного Предкавказья (см. рис. 2).

1. Разведка миоценовых отложений на структурах, развитых во внутренней зоне Азово-Кубанского прогиба и на его северном борту.

2. Усиление разведки нижнемеловых отложений на структурах, расположенных в платформенной части района. Попутно будет выясняться вопрос о газонефтеносности нижнепалеогеновых отложений.

3. Разведка мезозойских отложений на поднятиях Адыгейского структурного выступа и юго-восточнее его.

4. Разведка эоцен-палеоценовых и мезозойских отложений на наиболее благоприятных структурах Таманского полуострова.

Одновременно следует продолжать сейсмические исследования в платформенной части и в пределах Восточно-Кубанского прогиба с целью поисков погребенных структур, благоприятных в газонефтеносном отношении, с последующей постановкой поискового бурения с соответствующими глубинами.

Нельзя не согласиться с А. Леворсен [3], который отмечает, что «почти каждую неисследованную область развития осадочных пород следует считать потенциальной нефтяной провинцией до тех пор, пока она не будет изучена на всем протяжении путем системати-



Рис. 2. Схема перспектив нефтегазоносности северо-западного Предкавказья.

ческого бурения до подстилающих кристаллических пород». В этом отношении нам предстоит еще многое сделать.

Форсирование поисковых работ на огромных слабо изученных просторах северо-западного Предкавказья, характеризующихся различными по сложности геологическими условиями, должно обеспечить рост нефтедобычи по Краснодарскому краю, предусмотренный решениями XX съезда КПСС.

ЛИТЕРАТУРА

1. Губкин И. М. К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа. Тр. XVII сессии Междунар. геол. конгресса. Гостеолиздат, 1938.
2. Пустильников М. Р. Новые данные о тектонике северо-западного Предкавказья по материалам сейсмических исследований. Фонды треста Краснодарнефтегеофизика, 1955.
3. Леворсен А. Перспективы открытия новых запасов нефти. World Oil, № 5, IV, 140, 1955.

* * *

Н. В. НЕВОЛИН

Геологическое значение гравитационных и магнитных аномалий центральных и восточных районов Русской платформы

Как установлено многими исследователями (Б. А. Андреев, А. Д. Архангельский, А. Т. Донабедов, Е. Н. Люстих, Н. Н. Михайлов, О. С. Миков, И. М. Пудовкин, С. И. Рынг, А. А. Строна, Н. Н. Черепанов, В. В. Федьинский, Э. Э. Фотиади, Д. С. Халтурин, О. А. Шванк и др.), гравитационное поле Русской платформы обуславливается сочетанием накладывающихся друг на друга различных геологических факторов, которые в разных районах проявляются в разной степени. К ним относятся: 1) глубинный фактор, 2) структурные и петрографические особенности фундамента и 3) мощность и структура осадочного покрова.

В настоящей статье приводятся новые данные, подтверждающие влияние указанных факторов и некоторые новые выводы о соотношениях между гравитационными и магнитными аномалиями и строением земной коры.

Влияние глубинного фактора

Влияние глубинного фактора на региональный гравитационный фон Русской платформы доказывается следующими данными.

1. Характер изменения осредненной кривой силы тяжести (рис. 1) не зависит от особенностей строения верхних слоев земной коры, так как породы докембрия одной и той же петрографической и плотностной характеристики в разных районах отмечаются не одинаковыми значениями аномалий силы тяжести (редукция Буге).

Такие же соотношения наблюдаются и на Воронежском массиве, который не показан на рис. 1. Здесь при одном и том же петрографическом составе гранитов, постоянной их плотностной характеристике и практически постоян-

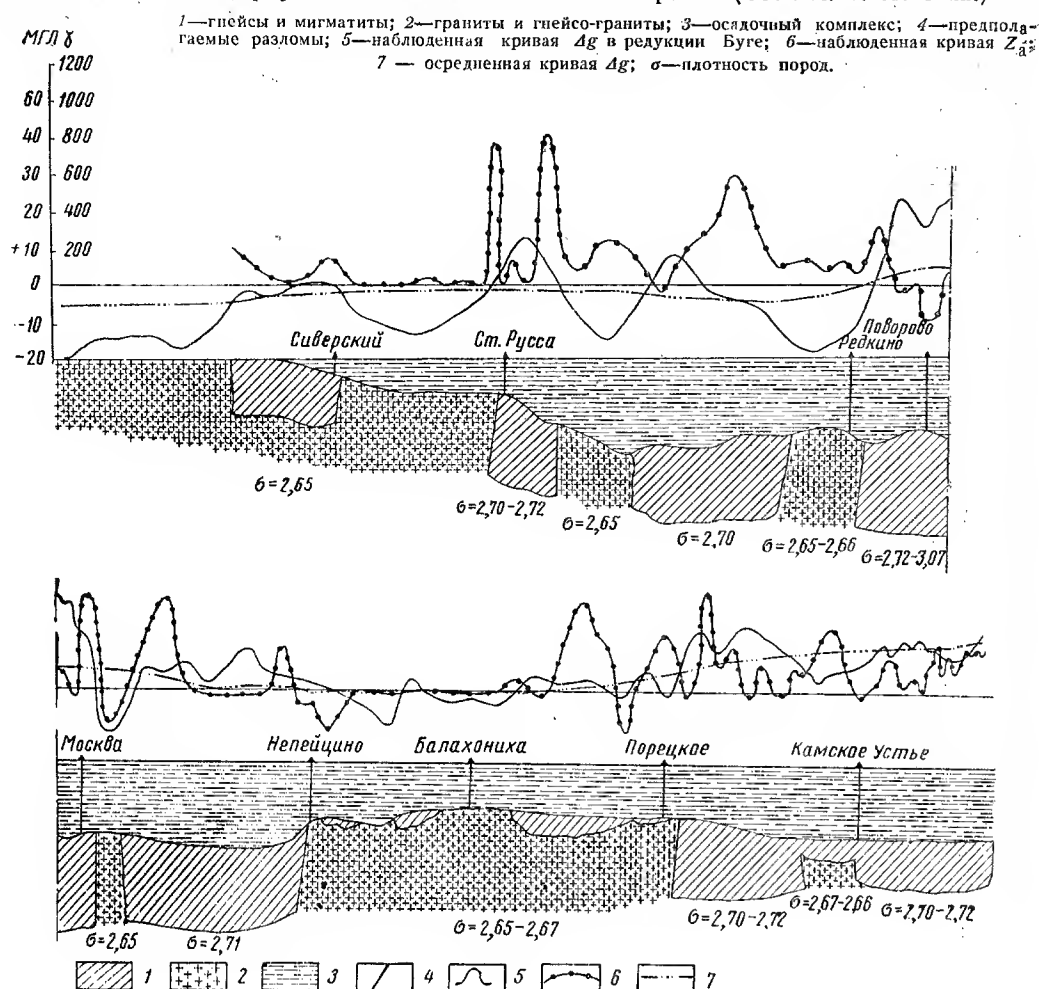
ной величине влияния осадочной толщи наблюдается закономерное уменьшение аномалий силы тяжести с юго-востока на северо-запад, а именно: в Тамбове граниты с плотностью 2,54 отмечаются нулевыми значениями аномалий силы тяжести, а те же граниты с плотностью 2,56 в районе Тулы и Плавска выражены минимумами в минус 30 мгл.

2. Сопоставление гравитационного поля с картой новейших движений земной коры показывает, что региональные минимумы аномалий силы тяжести соответствуют областям с преимущественно восходящими движениями, а региональные гравитационные максимумы отвечают территориям, испытывающим преимущественно нисходящие движения. Например, дифференцированные преимущественно восходящие движения испытывает Балтийский щит. Неравномерное поднятие щита находит свое отражение в особенностях распределения силы тяжести: максимальные отрицательные значения соответствуют области максимальных новейших поднятий (Г. П. Горшков, 1947).

В течение четвертичного времени неравномерные колебательные движения с преобладанием положительной составляющей наблюдались на Воронежском массиве и в западной части Токмовского поднятия, характеризующихся также региональной депрессией на кривой силы тяжести. И, наоборот, преобладающими нисходящими движениями характеризуются некоторые участки осевой зоны Московской впадины, выраженные повышенными положительными значениями аномалий силы тяжести.

Изложенное выше дает основание считать, что региональные аномалии Русской платформы тесно связаны с современными тектоническими движе-

Рис. 1. Схематический геолого-геофизический профиль через Русскую платформу по линии Камское Устье—Сиверский. (Сост. Н. В. Неволлин.)



ниями, обусловленными подкорovým распределением масс.

Поскольку глубинные подкорové процессы определяют собой развитие крупных тектонических структур земной коры и изменение ее вещественного состава (образование прогибов и поднятий и концентрацию гранитных масс в пределах последних), постольку региональные гравитационные аномалии являются связанными с крупными структурными элементами фундамента платформы: крупным депрессионным участком региональной кривой силы тяжести соответствуют крупные положительные структурно-морфологические элементы фундамента (Балтий-

ский щит, Воронежский массив, Токмовский свод), характеризующиеся широким развитием гранитов пониженной плотности, тогда как крупным максимумам силы тяжести отвечают впадины докембрийского ложа (Московская синеклиза, Сокско-Кинельская впадина), где широко развиты гнейсы повышенной плотности.

Таким образом, региональные гравитационные минимумы и максимумы, обусловленные в основном подкорovým распределением масс, подчеркиваются и усиливаются особенностями строения земной коры, т. е. различной мощностью земной коры и не одинаковым вещественным составом ее.

Следует заметить, что этот вывод не является новым. Он был еще раньше сделан Н. Н. Черепановым и В. В. Федынским. Более подробно этот вопрос был изучен А. Д. Серовой и автором в 1953 г.

Влияние петрографического состава и структуры фундамента

На региональный гравитационный фон, обусловленный глубинными факторами, накладываются локальные аномалии силы тяжести, связанные с неоднородностью строения верхних слоев земной коры. При этом различная интенсивность местных аномалий обуславливается глубиной залегания фундамента и петрографическим составом осадочного комплекса и докембрийских образований; форма же и взаимная сопряженность этих аномалий связаны со строением складчатого основания и осадочного покрова. Другими словами, проведенные исследования показывают, что локальные гравитационные аномалии Русской платформы, осложняющие региональный фон, в основном отражают: 1) складчатую структуру метаморфических образований докембрия, осложненную расколами, различной глубины заложения и различного направления, 2) кислые интрузии (массивы гранитов) и 3) крупные интрузии основных магматических пород. Однако в большинстве случаев основные интрузии, по-видимому, представлены в виде небольших тел и поэтому на гравитационном поле отражения не получают.

Указанная природа локальных гравитационных аномалий устанавливается на основании тесной связи между структурными и петрографическими особенностями пород фундамента и характером гравитационного поля, а также на основании наблюдаемых соотношений между гравитационными и магнитными аномалиями (рис. 1).

Имеющиеся данные о петрографическом составе и физических свойствах пород докембрия показывают, что интрузивные массивы гранитов, как тела с недостатком плотности по отношению к вмещающим их породам, всюду и вне зависимости от их гипсометриче-

ского положения отмечаются отрицательными гравитационными локальными минимумами. Например, на Балтийском щите отрицательными аномалиями силы тяжести выражены Выборгский массив гранитов рапакиви, а также Лужский массив микроклиновых гранитов, существование которого подтверждается данными скважин в Поповке и Сиверске.

Обширная область отрицательных значений аномалий силы тяжести в своде Воронежского массива также в значительной мере связана с гранитами, которые вскрыты скважинами в Тамбове, Туле, Плавске.

Великолукско-Валдайский и Калининский отрицательные гравитационные минимумы соответствуют по данным скважин (Невель, Крестцы, Редкино и Зубцово) массивам гранитов и гранито-гнейсов, протягивающихся в северо-восточном направлении.

Более высокими значениями аномалий силы тяжести отмечаются участки докембрия, сложенные плагиоклазовыми гранито-гнейсами и вскрытые скважинами в районах: 1) южного склона Балтийского щита (Поповка и Сиверская), 2) свода Токмовского поднятия, (Балахониха, Лыскова, Токмово), 3) Татарского свода, 4) Прудовской скважины.

Большие по величине положительные значения аномалий силы тяжести соответствуют биотито-гранато-силлиманито-кордиеритовым гнейсам, местами обогащенным габбро-норитами и амфиболитами, и чарнокитовым породам, характеризующимся повышенной плотностью. Действительно, повышенными положительными значениями аномалий силы тяжести выражены: 1) биотитовые и гранато-биотитовые гнейсы и мигматиты Беломорского блока Балтийского щита; 2) биотитовые гнейсы южного склона Балтийского щита, вскрытые скважинами в Порохове и Ст. Руссе; 3) биотито-гранато-кордиерито-силлиманитовые гнейсы Московской синеклизы, вскрытые Боевской скважиной; 4) биотитово-силлиманитовые гнейсы Токмовского поднятия, вскрытые скважиной в Горьком; 5) биотито-гранато-силлиманито-

вые гнейсы Самаролукского поднятия, обнаруженные рядом пробуренных здесь скважин; 6) биотито-гранато-силлиманитовые гнейсы, слагающие отдельные участки Татарского свода.

Обращают на себя внимание положительные максимумы аномалий силы тяжести. Эти максимумы чаще всего приурочены к осевым частям прогибов фундамента. Так, например, они наблюдаются в осевой части Московской синеклизы (Московско-Костромская и Сухонская аномалии), в Рязано-Саратовском прогибе (Можаро-Голяевская аномалия).

Судя по данным Боевской скважины, Московско-Костромская аномалия отражает зону биотито-гранато-силлиманитовых гнейсов, имеющую выдержанное северо-восточное простирание. Это позволяет предполагать, что положительные гравитационные максимумы отражают собой складчатые зоны фундамента, представленные в виде блоков большой протяженности.

Что касается локальных интенсивных максимумов силы тяжести, то данные бурения показывают, что эти максимумы, по-видимому, соответствуют гнейсам, обогащенным габбро-норитами.

На основании установленных соотношений между значениями локальных аномалий и петрографическим составом фундамента можно считать, что большинство локальных минимумов в рассматриваемой части Русской платформы связано с гранитными интрузиями, а положительные аномалии отвечают гранито-гнейсам и гнейсам различного минералогического состава.

Влияние мощности осадочного комплекса

Осадочная толща представляет собой разнородный в плотностном отношении комплекс. В большинстве районов суммарный гравитационный эффект осадочного комплекса отрицательный вследствие меньшей средней плотности слагающих его пород по сравнению с докембрийскими. Поэтому влияние рыхлых осадочных пород на

гравитационное поле обычно накладывается в виде отрицательного гравитационного фона.

Величина редукции за недостаток масс осадочных отложений по отношению к фундаменту находится в зависимости от литологического состава осадочного комплекса, от его мощности и, следовательно, от глубины залегания фундамента. При одной и той же плотности пород максимальные отрицательные значения аномалий силы тяжести, обусловленные влиянием осадочной толщи, относятся к погруженным участкам фундамента и наименьшие — к его поднятиям. Так, например, в Московской синеклизе отрицательные значения аномалий силы тяжести, обусловленные осадочным комплексом, достигают 20—22 мгл, а на Воронежском массиве они уменьшаются до 5—6 мгл и менее.

Однако проведенные исследования показывают, что влияние мощности осадочной толщи сказывается лишь в понижении общего уровня значений аномалий силы тяжести, тогда как амплитуда колебаний значений аномалий силы тяжести между отдельными локальными аномалиями, а также их взаимная сопряженность обуславливаются не глубиной залегания фундамента и, следовательно, не мощностью осадочного покрова, а другими факторами.

Отсутствие видимой связи между локальными аномалиями и глубиной залегания фундамента (или мощностью осадочного комплекса), в частности, доказывается тем, что характер гравитационного поля изменяется независимо от отметок докембрия. Так, например, к осевым частям Московской впадины и Рязано-Саратовского прогиба приурочены как гравитационные максимумы, так и минимумы, а в сводах поднятий фундамента часто наблюдаются отрицательные аномалии.

Более сложны соотношения между структурой осадочной толщи и гравитационным полем. Имеющиеся данные о плотности пород показывают, что в пределах рассматриваемой территории геологический разрез осадочной толщи имеет ряд достаточно отчетливых плот-

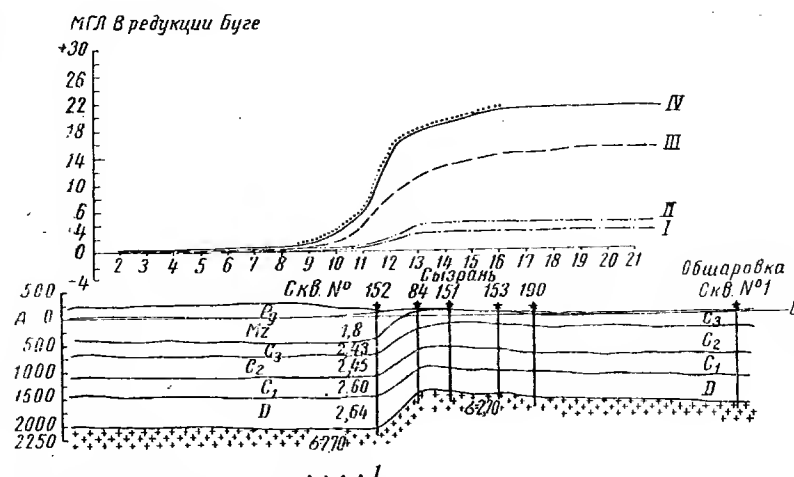


Рис. 2. Гравиметрический профиль по линии АБ. (Сост. А. Б. Галактионов.)

I — наблюдаемая кривая
 Ag — расчетные кривые
 II — влияние границы раздела между фундаментом и осадочной толщей;
 III — влияние границы раздела между нижним и верхним карбоном;
 IV — влияние границы раздела между палеозоем и мезозоем;
 V — суммарное влияние осадочной толщи;
 σ — плотность пород.

ностных границ раздела, которые при наличии резкого их изгиба могут вызывать вполне заметные локальные гравитационные аномалии. Однако, как известно, на Русской платформе большинство локальных структур характеризуется чрезвычайно пологими падениями слоев, не превышающими обычно 1° . Такие структуры, как показывают расчеты, создают весьма малое гравитационное поле (1—2 мГЛ), которое затушевывается более сильным влиянием петрографического состава фундамента. Подчеркнем, что это подтверждается не только специально проведенными расчетами, но также и отсутствием соответствия в расположении гравитационных аномалий и локальных структур. Действительно, сопоставление структур осадочной толщи с гравитационной картой показывает, что в одних случаях локальным структурам соответствуют гравитационные минимумы, а в других случаях максимумы.

Непосредственно на гравитационном поле, в виде гравитационной ступени, отражаются лишь резко выраженные флексуры в осадочной толще, если гравитационное влияние усиливается или по крайней мере не затушевывается влиянием структурных и петрографических особенностей фундамента. Например, Жигулевская гравитационная ступень обусловлена, в основном, флексуриобразным изгибом плотностных границ раздела в осадочной толще (рис. 2).

Остальные гравитационные ступени, известные на сегодня в пределах рассматриваемой территории, также частично обусловлены флексурами в осадочной толще, но этот гравитационный эффект маскируется здесь петрографическими и структурными особенностями фундамента (рис. 3). Другими словами, в ряде случаев гравитационные ступени указывают на контакт докембрийских пород различной плотности и соответствуют расколам фундамента, выраженным в рельефе и находящим свое отражение в деформации осадочного покрова. Отсюда следует, что гравитационная съемка на Русской платформе имеет большое значение не только для выявления основных структур, но и для поисков структур второго порядка. Следует однако заметить, что разработка методики выделения на гравитационном поле аномалий, связанных со структурой осадочного покрова, продолжает оставаться одной из трудных и весьма актуальных проблем сегодняшнего дня.

Природа магнитных аномалий

Изучение магнитных свойств горных пород показало, что осадочные образования Русской платформы практически не магнитны и поэтому не могут служить причиной магнитных аномалий. Отсюда следует, что наблюдаемый магнитный эффект на карте Z_a может быть связан только со структурным и петрографическим характером

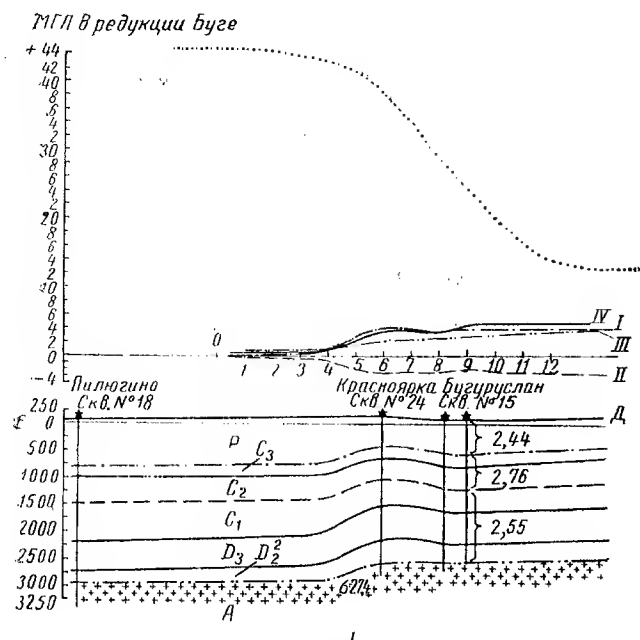


Рис. 3. Гравиметрический профиль по линии ДЕ. (Сост. А. Б. Галактионов.)

I — наблюдаемая кривая Δg ; расчетные кривые Δg : I — влияние границы раздела между фундаментом и осадочной толщей; II — влияние границы раздела между нижним и средним карбоном; III — влияние границы раздела между верхним карбоном и пермью; IV — суммарное влияние осадочной толщи.

фундамента и его глубиной залегания. Однако практика показывает, что в пределах рассматриваемой части Русской платформы при относительно небольших амплитудах колебания рельефа фундамента глубина залегания возмущающих масс имеет подчиненное значение и затушевывается другим более сильным фактором — влиянием петрографического состава пород докембрия, что подтверждается очень слабым изменением интенсивности магнитных аномалий от гипсометрии фундамента.

Вместе с тем доминирующее влияние петрографического состава пород фундамента и его структуры на магнитное поле устанавливается достаточно отчетливо.

Сопоставление магнитной карты с имеющимися данными по петрографическому составу пород фундамента свидетельствует, что слабо аномальные магнитные поля соответствуют участкам фундамента, сложенным гранита-

ми, плагиоклазовыми гранито-гнейсами и биотито-гранато-силлиманитовыми гнейсами, обладающими слабо выраженными магнитными свойствами.

Слабо аномальные магнитные поля обычно рассекаются протяженными зонами повышенной напряженности или осложнены локальными магнитными максимумами, беспорядочно рассеянными по площади или расположенными цепочкой по прямой.

Локальные магнитные максимумы, по-видимому, связаны с интрузиями основных пород (габбро-диабазы), внедрившихся по расколам фундамента, и амфиболитами, что подтверждается следующими данными.

1. В большинстве случаев зоны магнитных максимумов следуют вдоль линии стыка различных систем аномалий силы тяжести и вдоль гравитационных ступеней. Та-

кие соотношения между гравитационными и магнитными аномалиями, по-видимому, обусловлены тем, что гравитационные ступени и линии стыка различных систем гравитационных аномалий весьма часто отражают тектонические границы между блоками фундамента и зоны контактов гранитных интрузий с суперкрупными образованиями. К этим границам и приурочены часто магнитные максимумы, связанные с магматическими породами основного ряда.

2. Скважинами, пробуренными в пределах некоторых магнитных максимумов, вскрыты габбро-диабазы и амфиболиты.

Вопрос о характере влияния габбро-норитов на магнитное поле остается пока открытым. На отдельных участках (район Черемшанского гравитационного максимума Татарского свода и др.) габбро-норитовые массивы, отмечаясь гравитационными максимумами, на магнитной карте не находят своего

отражения, т. е. выражены нулевыми или отрицательными значениями.

В ряде районов Русской платформы прослеживаются линейные магнитные аномалии, представляющие собой непрерывные полосы повышенных и пониженных значений Z_a , на общем фоне которых иногда выделяются весьма интенсивные локальные максимумы. Этот вид аномалий обычно приурочен к прогибам фундамента. Так, полосовые аномалии наблюдаются в пределах Рязано-Саратовского прогиба и Московской впадины (Валдайская мульда). Природа этих аномалий еще не совсем ясна. Судя по их линейному характеру, можно предполагать, что они связаны с основными и ультраосновными породами, образующими пояса вдоль глубинных разломов в докембрии, которые ограничивают собой положительные структурно-морфологические элементы фундамента.

Особняком стоит Курская магнитная аномалия и подобные ей аномалии Криворожья, на описании которых мы останавливаться не будем.

Все изложенное выше позволяет следующим образом сформулировать основные выводы о природе гравитационных и магнитных аномалий центральных и восточных районов Русской платформы.

Гравитационные аномалии Русской платформы разделяются на два основных генетических типа: 1) аномалии, обусловленные глубинными факторами, и 2) аномалии, связанные со строением верхних слоев земной коры.

Первый тип представляет собой аномалии регионального характера. Они не зависят от строения и физических свойств пород осадочной толщи и фундамента, охватывают большие площади и характеризуются постепенным изменением значений аномалий силы тяжести в том или ином направлении.

Второй тип аномалий можно подразделить на два вида: зональные и локальные аномалии.

Зональные аномалии представляют собой систему отдельных аномалий с общими признаками: одинаковое простирание локальных аномалий, особенности их взаимного сопряжения, сте-

пень напряженности и т. д. Они обычно охватывают большие регионы и характеризуют крупные структуры земной коры. В одних случаях эти аномалии соответствуют структурно-морфологическим элементам фундамента первого порядка, в других — они лишь отвечают крупным участкам этих элементов. Так, например, Беломорская зональная аномалия, характеризующаяся северо-западным простиранием и исключительно положительными значениями силы тяжести, соответствует лишь крупному участку Балтийского щита (Беломорскому блоку); Рязано-Саратовская зональная аномалия, имеющая северо-западное простирание и линейный характер локальных аномалий, охватывает одноименный прогиб в целом и т. д.

К локальным аномалиям относятся незначительные по площади аномалии, представляющие собой отдельные элементы или составные части зональных аномалий. По своему внешнему виду или морфологии локальные аномалии разделяются на линейные и изометрические.

Локальные аномалии отражают различные участки или блоки фундамента, сложенные суперкрупными образованиями различного петрографического состава, и интрузивные образования.

Магнитные аномалии могут быть разделены на три крупных типа: 1) магнитные аномалии, связанные со слабо магнитными метаморфическими породами и кислыми интрузиями, 2) магнитные аномалии, отражающие преимущественно основные магматические породы, и 3) магнитные аномалии, соответствующие железорудным образованиям. Последние в этой статье не рассматриваются.

Первый тип аномалий в большинстве случаев характеризуется значениями Z_a от 0 до $+200 \gamma$. Аномалии этого типа имеют преимущественно площадный характер распространения.

Второй тип магнитных аномалий можно подразделить на три вида: а) локальные максимумы, прослеживающиеся по прямой линии в том или ином направлении; эти аномалии связаны с основными интрузиями, внед-

рившимися по расколам фундамента; б) локальные магнитные максимумы, рассеянные беспорядочно по площади; эти аномалии отвечают участкам фундамента, обогащенным амфиболитами, и, возможно, местами гнездам железорудных скоплений; в) полосовые или линейные магнитные максимумы, возможно, обусловленные покровными излияниями основных магматических пород.

ЛИТЕРАТУРА

1. Андреев Б. А. О геологическом значении гравитационной карты Карелии, Финляндии и Ленинградской области. Матер. ЦНИГРИ, сб. 7. ОНТИ, 1938.
2. Горшков Г. П. О сейсмичности восточной части Балтийского щита. Тр. Сейсмогеологического института, сб. статей № 119. Изд. АН СССР, 1947.

3. Донабедов А. Т., Мещеряков Ю. М. О соотношениях между локальными антиклинальными структурами и аномалиями силы тяжести в пределах Русской платформы. ДАН СССР, нов. сер., т. XXIX, вып. 3, 1951.

4. Люстих Е. Н. Количественная интерпретация некоторых гравитационных аномалий Русской платформы. Прикладная геофизика, вып. 6. Гостоптехиздат, 1950.

5. Николаев Н. И. Новейшая тектоника СССР. Изд. АН СССР, 1949.

6. Федынский В. В. Гравитационная характеристика предгорных и межгорных впадин в геосинклиналях. Сб. «Памяти акад. А. А. Архангельского». Изд. АН СССР, 1951.

7. Фотиади Э. Э. К проблеме геологической интерпретации аномалий силы тяжести на Русской платформе. Прикладная геофизика, вып. 12. Гостоптехиздат, 1955.

8. Шванк О. А. О природе гравитационных аномалий в Саратовском Поволжье. Прикладная геофизика, вып. 12. Гостоптехиздат, 1955.

* * *

А. И. КОНОНОВ

Соляная тектоника Жигалово-Балыхтинского и Усть-Кутского районов юго-восточной части Сибирской платформы

В юго-восточной части Сибирской платформы в пределах Прибайкало-Ленской синеклизы [2] в нижнем кембрии выделяется мощная соленосная толща (усольская свита), имеющая весьма широкое площадное распространение. Мощность усольской свиты по данным бурения достигает в центральной части синеклизы 1200—1500 м (район Жигалова, свод Кузнецовской складки).

Анализ буровых и гравиметрических данных говорит о проявлениях соляной тектоники, наиболее значительных в зонах локальных минимумов силы тяжести. Проявления соляной тектоники изучены в Усть-Кутском (Турукская складка) и Жигалово-Балыхтинском (Кузнецовская и Балыхтинская антиклинали) районах, занимающих наиболее погруженную часть Прибайкало-Ленской синеклизы — Усть-Кутско-Жигаловскую впадину [2].

Среди антиклинальных структур

Усть-Кутского района наиболее изучена Турукская складка, расположенная в северо-восточной части Усть-Кутско-Жигаловской впадины. Геологическая съемка здесь проводилась в 1939 г. Р. М. Шерром. В 1940—1942 и 1947—1949 гг. строение складки изучалось при помощи бурения. С 1950 по 1955 г. были пробурены четыре глубокие скважины.

В строении складки принимают участие отложения мотской, усольской, бельской, булайской и ангарской свит нижнего кембрия, а также литвинцевской свиты среднего кембрия и верхоленской свиты верхнего кембрия.

Мощность усольской свиты в Усть-Кутском районе почти в 2 раза меньше, чем в более южных районах Прибайкало-Ленской синеклизы.

Вместе с тем в Усть-Кутском районе резко возрастает мощность ангарской свиты, особенно пород ее нижней под-

свиты, за счет широкого развития здесь пластов каменной соли, которая в южных районах встречается среди отложений ангарской свиты очень редко в виде маломощных прослоев.

Эти отложения образуют узкую (длина 3,5 км, ширина 0,25 км) асимметричную складку, простирающуюся на северо-восток под углом 7—10°; западное ее крыло несколько запрокинуто. Углы падения в удалении от свода быстро уменьшаются до 10—15°.

В ядре складки обнажаются сильно разрушенные брекчированные породы литвинцевской свиты, залегающие почти вертикально. Крылья сложены породами верхнего кембрия. Амплитуда складки по кровле литвинцевской свиты составляет 180—280 м. По данным геологической съемки рисуется надвиг, по которому литвинцевская свита надвинута на верхнекембрийские породы западного крыла.

На разрезе через центральную часть складки (рис. 1) мощность ангарской

свиты возрастает от крыла (скв. 4-Р) к своду (скв. 1-Р), что происходит за счет увеличения мощности верхней части нижней подсвиты, представленной в основном каменной солью с редкими и тонкими пластами ангидрито-доломитовых пород. Если в скв. 4-Р мощность этой части нижеангарской подсвиты равна всего 66 м (интервал 484—550 м), то в скв. 1-Р она равна 200 м (интервал 550—750 м). Мощность нижней части нижеангарской подсвиты по скв. 1-Р и скв. 4-Р почти одинакова. Таким образом, своду Туркской складки, вырисовывающемуся по верхним горизонтам литвинцевской свиты, соответствует резкий раздвиг соленосного комплекса ангарской свиты, связанный с подтоком соли из смежных синклинальных участков, причем не исключено запруживающее влияние изгиба доломитово-ангидритовых пластов в низах нижеангарской подсвиты между скв. 1-Р и скв. 3-Р. Из приведенных данных видно, что в изгибании

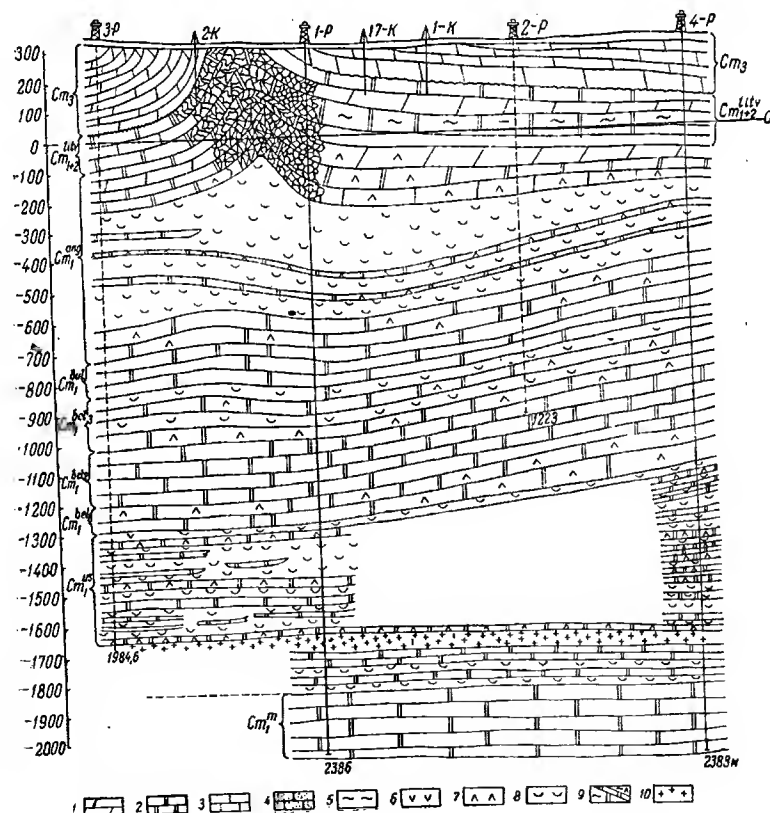


Рис. 1. Поперечный геологический разрез через центральную часть Туркской структуры. (По А. И. Кононову.)

1—мергели; 2—доломиты; 3—известняки; 4—песчаники; 5—глины; 6—гипсы; 7—ангидриты; 8—каменная соль; 9—доломито-глинисто-ангидритовые породы, сильно перемежающиеся; 10—диабазы; $См_3$ —верхоленская свита верхнего кембрия; $См_{1-2}^{litk}$ —литвинцевская свита среднего нижнего кембрия; $См_1^{ang}$ —ангарская свита нижнего кембрия; $См_1^{bul}$ —булайская свита; $См_1^{bel}$ —бельская свита; $См_1^{us}$ —усольская свита; $См_1^m$ —мотская свита.

надсолевых слоев большую, если не главную, роль сыграли деформации соляного комплекса ангарской свиты. Совершенно иначе залегают ниже лежащие булайская и бельская свиты, которые хорошо выдержаны по мощности и полого наклонены к западу. Такое залегание пород прослеживается вплоть до кровли усольской свиты. В пределах усольской свиты отдельные пласты соли и доломито-ангидритовых пород не прослеживаются от скважины к скважине, за исключением нижних пластов (интервал 200—225 м). Мощность усольской свиты увеличивается от скв. 3-Р к скв. 4-Р за счет пластов каменной соли. Такое изменение мощности усольской свиты обуславливает новое структурное несоответствие: в породах мотской свиты отмечается обратное падение (на восток).

Таким образом, благодаря раздувам соленосных пачек усольской и ангарской свит в пределах Турукской площади наблюдаются неоднократные структурные несоответствия: восточное падение в мотской свите и западное в бельской и булайской и антиклинальное залегание литвинцевских и верхнекембрийских отложений.

Другим районом с резко выраженной соляной тектоникой является Жигалово-Балыхтинский, расположенный в наиболее погруженной части Усть-Кутско-Жигаловской впадины.

В пределах этого района геологическими съемками обнаружена и прослежена не менее чем на 200 км узкая (до 3,5 км) Жигаловская (Тутурская) антиклиналь, вытянутая в северо-восточном направлении под небольшим углом к простиранию Байкальской складчатости.

На Жигаловской антиклинали геологической съемкой и бурением выявлен ряд небольших поднятий, из которых наиболее изучены Кузнецовская и Балыхтинская складки. Их строение в 1948—1953 гг. детализировалось колонковым бурением. С 1949 г. здесь проводится глубокое разведочное бурение, геологическое обслуживание которого на протяжении 4 лет осуществлял автор настоящей статьи.

В строении этих складок принимают

участие мотская, усольская, бельская, булайская и ангарская свиты нижнего кембрия и красноцветные верхнекембрийские отложения. Мощность соленосных отложений усольской свиты здесь резко увеличена по сравнению с Усть-Кутским районом и достигает максимума (1503 м) в районе Жигалово.

В своде Кузнецовской складки выходят на поверхность верхи бельской и низы булайской свит. Складка симметрична, углы падения достигают 45—64° и увеличиваются с глубиной. Амплитуда поднятия по кровле булайской свиты достигает 850 м. Длина складки 6,35 км, ширина 3,5 км. Юго-восточное крыло в присводовой части осложнено наблюдаемым в обнажениях на правом берегу р. Лена сбросом амплитудой 60—80 м. Породы ангарской, булайской и бельской свит, залегающие в сводовой и присводовой частях, сильно раздроблены и перемяты. К сводовой части складки, осложненной небольшим прогибом, приурочены многочисленные соляные источники. Мощности отдельных пачек ангарской, булайской и верхней части бельской свит заметно уменьшаются к своду.

Балыхтинская складка располагается на юго-западном продолжении Жигаловской антиклинали в 84 км от Кузнецовской складки. Она значительно положе, чем Кузнецовская; углы падения крыльев колеблются в пределах 9—11° и только в центральной части юго-восточного крыла достигают 22°. По отложениям булайской свиты эта складка по сравнению с Кузнецовской погружена почти на 800 м. В своде ее обнажаются породы нижней половины верхоленской свиты.

Район Жигаловской антиклинали характеризуется зоной пониженных значений силы тяжести, расположенной между двумя максимумами (Н. А. Миронов). Один из локальных минимумов соответствует Кузнецовской складке, но смещен на юго-восточное ее крыло. Как предполагают геофизики, трагитационным минимумам здесь соответствуют зоны с увеличенной мощностью соленосных отложений усольской свиты.

В пределах Кузнецовской складки были пробурены четыре глубокие скважины по поперечному профилю через ее центральную часть: скв. 1-Р и скв. 2-Р на северо-западном крыле, скв. 4-Р в сводовой части и скв. 3-Р на юго-восточном крыле в присводовой части (рис. 2).

Мощности соленосных пород усольской свиты резко увеличиваются от северо-западного крыла (1129 м в скв. 2-Р) к своду (до 1505 м в скв. 4-Р и скв. 3-Р).

В то время как породы мотской свиты слабо наклонены к западу и от скв. 2-Р к скв. 4-Р поднимаются всего лишь на 20 м, соленосные и вышележащие отложения смяты в крутую складку, причем разность отметок кровли усольской свиты по скв. 4-Р и скв. 2-Р составляет 400 м.

«Крыльевыми» скважинами вскрыты отдельные пласты каменной соли мощностью до 40—60 м, а «сводовой» скв. 3-Р пройдена толща мощностью 700 м без единого прослоя ангидритодоломитовых пород. В пластах соли, встреченных выше и ниже этой толщи, видны следы течения, выжимания, наблюдаются соляно-доломитовые брекчии, деформированные прослои ангидритодоломитовых пород.

Резко изменяются углы падения (по темным полосам в соли) от 0 до 90°. Разрезы пород усольской свиты по скважинам, как правило, не сопоставляются, за исключением нижних 160—180 м.

Над отложениями усольской свиты — в своде складки — скв. 3-Р и скв. 4-Р прошли 400—420 м по ангидритоглинисто-гипсовым породам с включениями обломков ангидритодолomite и доломита; эти породы почти отсутствуют в разрезе скв. 1-Р и скв. 2-Р. Преимущественно ангидритогипсовый состав пород этой пачки, сильная их перемятость, включения самородной серы, присутствие крепких расолов, выявленное при испытании скв. 3-Р, — все это говорит о том, что данная толща пород соответствует ангидритоглинисто-гипсовой покрывке, образовавшейся за счет разрушения верхней части усольской свиты в процессе ее подъема.

Породы бельской, булайской и ангарской свит в присводовых и сводовых частях складки несут следы механического воздействия со стороны соляного ядра. В результате этого воздействия они были сильно раздроблены и смяты вследствие механического воздействия со стороны этого ядра. В сводовой части складки отмечаются резко выраженные процессы кальцитизации, связанные с циркуляцией вод. Все эти данные указывают на интенсивное проявление в пределах Кузнецовской складки соляной тектоники, проявившейся здесь, по-видимому, как переходная форма от обычной соляной антиклинали к соляному штоку. Наибольшего скопления соляных масс можно ожидать на юго-восточном крыле. Об этом говорят наличие в разрезе

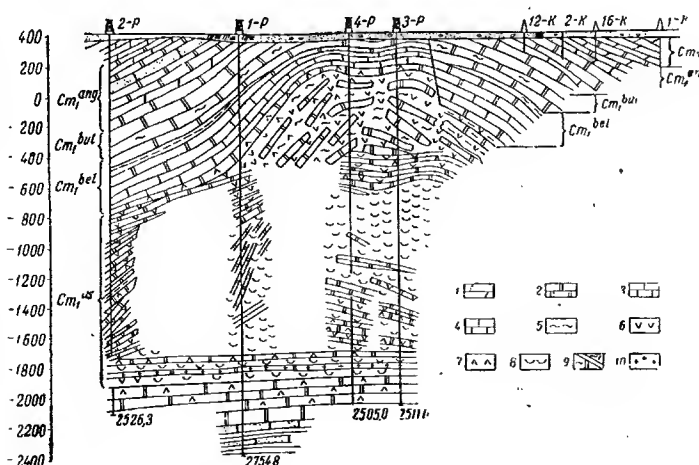


Рис. 2. Поперечный геологический разрез через центральную часть Кузнецовской складки (Жигаловский антиклиналь).

(По А. И. Кононову.)

1—мергели; 2—доломиты; 3—известняки; 4—песчанники; 5—глина; 6—гипсы; 7—ангидриды; 8—каменная соль; 9—доломито-глинисто-ангидритовые породы, сильно перемятые; 10—диабазы; Cm2—верхоленская свита верхнего карбона; Cm1^{ang}—ангарская свита нижнего кембрия; Cm1^{bul}—булайская свита; Cm1^{del}—бельская свита; Cm1^{us}—усольская свита.

скв. 3-Р мощной 700-м толщи сплошной соли, сильная раздробленность и разрушенность этого крыла, большое количество соляных источников, а также смещение локального гравитационного минимума к юго-востоку от свода.

Следует обратить внимание на то обстоятельство, что наибольшему раздуву мощности соленосной толщи соответствует либо антиклинальный перегиб небольшой амплитуды, либо уступ в отложениях мотской свиты.

Бурением четырех глубоких скважин на Балыхтинском поднятии также установлена значительная роль соляной тектоники в образовании этого поднятия (рис. 3).

Скв. 1 заложена в сводовой части поднятия, скв. 2-Р и скв. 3 — соответственно на северо-западном и юго-восточном крыльях.

Перегиб слоев, установленный в процессе колонкового бурения по кровле нижнего кембрия, отчетливо прослеживается в более низких горизонтах. От скв. 2-Р к скв. 1 намечается слабый подъем кровли мотской свиты.

При детальном сопоставлении разрезов скважин устанавливается общее заметное увеличение мощности отложений надсоленосных свит (бельской, булайской и ангарской) от свода к крыльям, особенно для участков разреза, сложенных пластичными породами (например, верхнебельская и верхнеангарская подбиты, содержащие прослой соли и глинистых пород). Мощность же усольской свиты заметно воз-

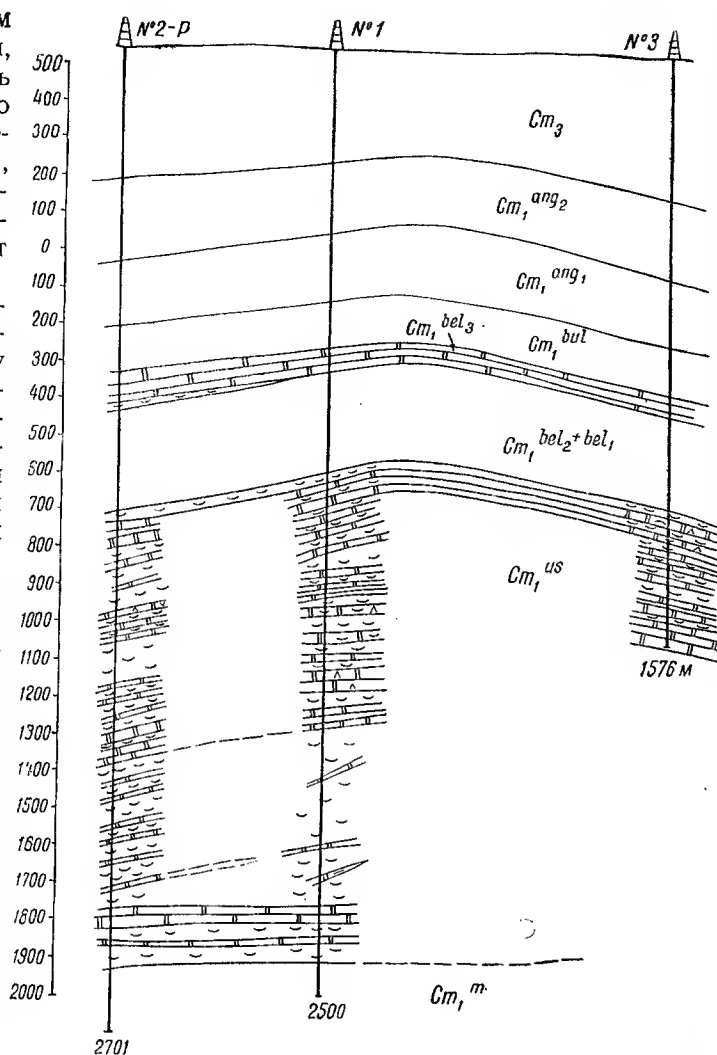


Рис. 3. Поперечный геологический разрез Балыхтинской антиклинали. (По А. И. Кононову.)

Смз — верхолонская свита верхнего карбона; Cm_1^{ang} — ангарская свита нижнего кембрия; Cm_1^{bul} — булайская свита; Cm_1^{bel} — бельская свита; Cm_1^{us} — усольская свита; Cm_1^m — мотская свита.

растает к своду (от 1227 м в скв. 2-Р до 1312 м в скв. 1). Породы этой свиты, за исключением самой нижней ее части, по скважинам не сопоставляются. Раздуву мощности усольской свиты соответствует свод по вышележащим свитам.

Приведенные данные о глубинном строении Турукской, Кузнецовской и Балыхтинской складок свидетельствуют

о большой роли соляной тектоники в их образовании. При этом устанавливаются следующие общие черты этих поднятий:

- 1) сплошная разрушенность и раздробленность карбонатных отложений нижнего кембрия в присводовых частях складок, уменьшение мощности надсоленосных свит к своду (Балыхта, Жигалово);
- 2) резкое увеличение мощности усольской свиты к сводам за счет раздува соляных пластов;
- 3) несопоставимость разрезов усольской свиты по скважинам, за исключением нижней ее части;
- 4) слабая дислоцированность подсолевых отложений мотской свиты;
- 5) соответствие надсолевому своду незначительного перегиба или уступа в мотской свите на фоне ее моноклиального залегания.

На основании того, что эти складки имеют небольшую ширину и отчетливо вытянуты в северо-северо-восточном направлении, примерно параллельно байкальскому простиранию, по классификации соляных структур Ю. А. Косыгина [4], их можно отнести к группе соляных антиклиналей, которые «развиваются в результате совокупного проявления общегеотектонических напряжений и сил соляной тектоники» (группа А), а Кузнецовское поднятие даже можно отнести к группе Б, т. е. к структурам, в которых на фоне развивающейся антиклинали появились центры скопления соли, могущие привести к образованию куполов. По С. М. Апрезову [1] это соляные структуры переходного типа, располагающиеся в зонах

между геосинклиналями и платформами.

Б. А. Иванов, по-видимому, правильно связывал образование таких структур, как Турукская и Тутурекская (Кузнецовская), «с разломом кристаллического основания платформы и движением пластических масс соленосной толщи над ним» [3]. Результаты глубокого бурения в Присаянской части платформы дают возможность говорить сейчас более определенно о проявлении соляной тектоники также и в этой части Иркутского амфитеатра.

Наличие значительных вызванных соляной тектоникой структурных несоответствий заставляет рекомендовать проведение сейсморазведочных работ одновременно со структурно-картировочным бурением. Учитывая влияние зоны малых скоростей на конечные результаты сейсморазведки, необходимо в обязательном порядке использовать все колонковые скважины в качестве параметрических, проводя в них сейсмокароттаж.

ЛИТЕРАТУРА

1. Апрезов С. М. Соляная тектоника и диапиризм. Нефть, хоз., № 4, 1954.
2. Васильев В. Г., Карасев И. П., Кравченко Е. В. Новые данные о геологической структуре южной части Сибирской платформы и проблема нефтеносности кембрийских отложений. Нефть, хоз., № 11, 1956.
3. Иванов Б. А. Внутриплатформенная зона линейных антиклинальных складок. Тр. Вост.-Сиб. фил. АН СССР, вып. 1. Изд. АН СССР, 1954.
4. Косыгин Ю. А. Соляная тектоника платформенных областей. Гостоптехиздат, 1950.

* * *

В. И. ШРАЙБМАН

Глубинное строение Северного Устюрта в связи с возможной его нефтеносностью

Территория Северного Устюрта покрыта чехлом слабо дислоцированных кайнозойских осадков. Поэтому при выяснении строения отложений мезозоя и тем более палеозоя методы обычной геологической съемки здесь являются малоэффективными. До последнего времени о структурном плане этих глубоко залегающих отложений имелись лишь самые общие соображения [4, 7]. Проведенные в последние годы геофизические исследования позволили выяснить некоторые черты глубинного строения этой территории, иг-

рающие первостепенную роль в вопросах оценки перспектив нефтегазоносности Северного Устюрта.

Сейсморазведочными исследованиями (Н. И. Тумилович, Е. М. Разумова, П. Б. Хазанова, А. Р. Бройтман и др.) установлено общее погружение слоев отложений мезокайнозоя от северных чинков Устюрта к югу (см. рис. 1 и 2). Так, в урочище Тугаракчан в районе глубокой скв. 2 подошва неокома, к которой приурочен III опорный отражающий горизонт, залегает на абсолютных отметках 1800 м, а у параллели

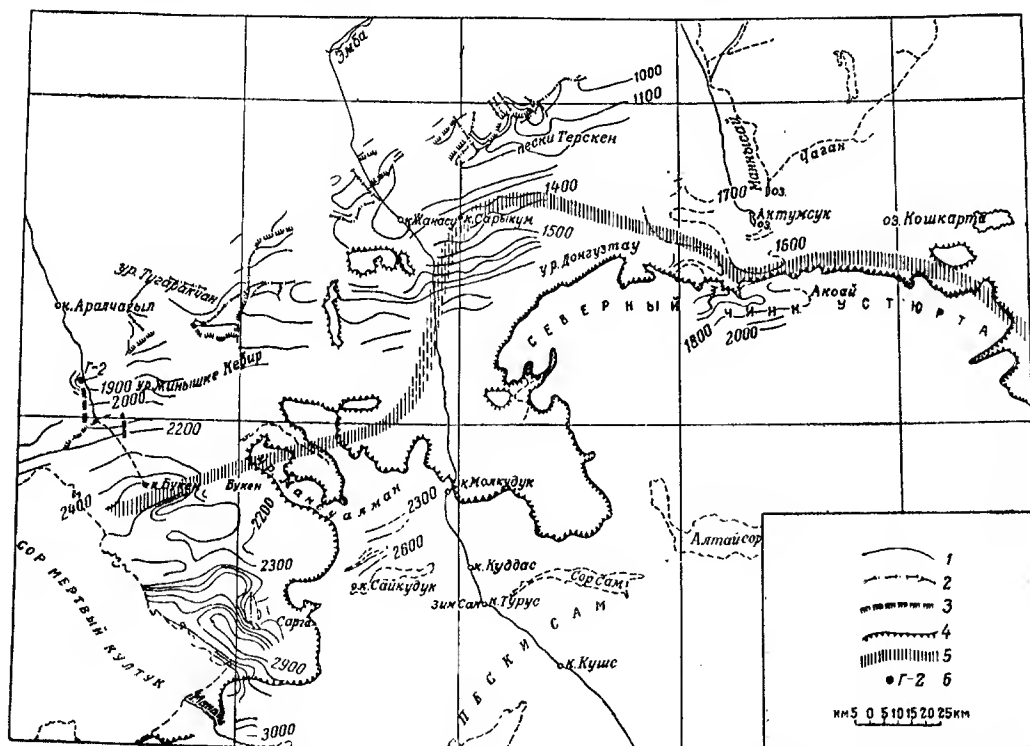


Рис. 1. Структурная схема по III отражающему горизонту (подошва неокома) района Северного Устюрта. (Сост. по материалам Казахстанской геофизической конторы и конторы Спецнефтегеофизика МНП.)

1 — изогипсы III отражающего горизонта (подошва неокома); 2 — разрывы III отражающего горизонта по сейсмическим данным; 3 — зона потери корреляции III отражающего горизонта; 4 — чинк Устюрта; 5 — зона предполагаемого глубинного разлома; 6 — скважина.

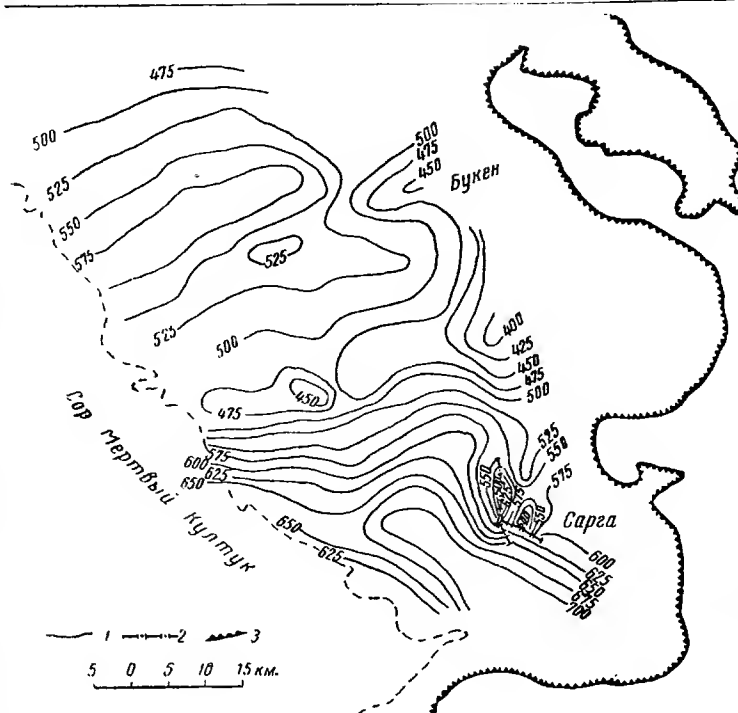


Рис. 2. Структурная схема по I отражающему горизонту (кровля мела).

1 — изогипсы I отражающего горизонта (кровля мела); 2 — разрывы I отражающего горизонта по сейсмическим данным; 3 — чинк Устьюрта.

45° к востоку от сора Мертвый Култук отметка ее снижается до —3000 м. Таким образом, общий наклон подошвы неокома к югу на интервале в 135 км составляет 1200 м (9 м на 1 км).

Одновременно в южном направлении происходит нарастание мощности третичных и меловых отложений. Так, в этом же интервале (скв. Г-2, восточнее сора Мертвый Култук) мощность мела увеличивается почти на 750 м, а мощность третичных отложений на 400 м.

Интенсивное погружение к югу испытывает подошва неокома и в других районах, непосредственно примыкающих к Северному Устьюрту. К югу от колодцев Сарыкум глубина залегания подошвы неокома на интервале в 30 км увеличивается на 550 м (18 м на 1 км). К югу от пос. Актумсук глубина залегания подошвы неокома на интервале 57 км увеличивается на 640 м (11 м на 1 км) и отметка III отражающего горизонта в пределах плато Устьюрт достигает —2050 м.

Вероятно, в геологическом разрезе

Северного Устьюрта присутствуют отложения юры, а может быть, и пермотриаса значительной мощности.

Таким образом, территория Северного Устьюрта испытывала в мезокайнозойское время устойчивое погружение, в результате которого накапливались осадки большой мощности. Возможно, что здесь в некоторых местах, так же как и в районах Прикаспийской впадины, в пермское время отлагалась соль. Во всяком случае структура урочища Сарга по I отражающему горизонту (кровля мела) и III отражающему горизонту (подошва неокома) сходны со структурной конфигурацией обыч-

ного соляного купола (рис. 1 и 2).

В Северном Устьюрте предполагается наличие глубинного разлома, ограничивающего район с севера [3]. Этот разлом показан на рис. 1. Он протягивается вдоль полосы повышенных значений градиентов силы тяжести. К предполагаемому глубинному разлому приурочены поднятия мезокайнозойской толщи. Так (III отражающий горизонт) в районе смыкания Чущакульского гравитационного максимума с Североустюртским минимумом [3], к югу от зоны разлома располагается широтное Аксайское поднятие. Западнее, у колодцев Сарыкум, разлому сопутствует ступень в III отражающем горизонте. Далее зона разлома поворачивает к югу. На участке меридионального направления глубинного разлома наблюдается несоответствие его простираения простираениям структур по III отражающему горизонту. У Каспийского моря на участке Букен вновь зоне разлома соответствует структура по подошве неокома.

Аксайская и Букенская брахиантиклинали морфологически сходны между собой. Простираение этих брахиантиклиналей подчинено расположенной севернее их зоне предполагаемого глубинного разлома. Не исключено, что и в не исследованной еще сейсморазведкой части зоны предполагаемого разлома ему будут сопутствовать подобные поднятия в осадочной толще. Таким образом, описанные структурные элементы, приуроченные к предполагаемому глубинному разлому, осложняют, по-видимому, северный борт Североустюртской мезокайнозойской впадины, очертания которой пока еще не выявлены.

На Южной Эмбе установлено, что III отражающий горизонт, хорошо выделяющийся на сейсмических лентах по качественным признакам, приурочен к контакту меловых и юрских пород [2]. Неоком здесь представлен песчано-глинистыми отложениями со сравнительно небольшими значениями пластовых скоростей (2500—2700 м/сек), подстилающие же породы верхней юры, представленные глинистыми известняками и мергелями, обладают резко повышенными по сравнению с вышележащими породами значениями пластовых скоростей (3500—4500 м/сек). Наличием этой скоростной границы и объясняется хорошая прослеживаемость III отражающего горизонта [2]. На Северном Устюрте также наблюдаются уверенно коррелирующиеся отражения от III горизонта. Это позволяет предположить региональную выдержанность границы мел — юра.

Обширная территория области Прикаспийского прогиба характеризуется наличием трех региональных нефтегазоносных свит: пермотриаса, средней юры и неокома [1]. Как среднеюрская, так и неокомская серии занимают средние части циклов осадконакопления — первая трансгрессивного, а вторая регрессивного — и отлагались они в мелководной прибрежной обстановке. По-видимому, в районах Северного Устюрта и Южной Эмбы, находящихся в непосредственной близости друг от друга, накопление осадков в мезозойское время происходило в сходных па-

леогеографических условиях. Не исключено, что в разрезе мезозоя Северного Устюрта присутствуют те же самые нефтепроизводящие свиты, что и в более северных районах Прикаспия.

Территория Устюрта и Каракумов окружена нефтеносными районами. На северо-западе расположен Эмбенский промышленно нефтеносный район, на юге — нефтяные месторождения Западного Туркменистана. Известны многочисленные нефтепроявления из отложений юры и мела на Мангышлаке и из отложений мела на полуострове Бузачи. В Предмугоджарье (Коклектинская антиклиналь и Берчогурская синклиналь), расположенном севернее Устюрта, обнаружены прямые признаки нефти в отложениях юры и карбона.

Непосредственно на территории Северного Устюрта на западном берегу Аральского моря в районе мыса Актумсук А. И. Смолко обнаружил в палеогеновой толще зеленый песчанистый мергель, издающий резкий запах нефти. В этой же толще были найдены многочисленные проявления битуминозности [6]. Известны также источники углеводородного газа в окрестностях оз. Султан-Санджар в районе устья Аму-Дарьи [5].

Значительная мощность осадочных отложений мезокайнозоя на Северном Устюрте, наличие здесь структурных форм, благоприятных для скопления нефти, вероятное сходство условий отложения мезозоя на Северном Устюрте и на Эмбе и, главное, региональная нефтеносность мезозоя в окружающих Северный Устюрт областях — все это позволяет считать район Северного Устюрта перспективным в нефтеносном отношении.

Если Северный Устюрт являлся в мезозойское время седиментационным бассейном, в котором могли образоваться нефтематеринские отложения, то в дальнейшем образовавшаяся нефть могла переместиться в гипсометрически повышенные ловушки, связанные с поднятиями северного борта Североустюртской впадины.

Для выяснения вопроса о нефтеносности Северного Устюрта следует, по

нашему мнению, исследовать бурением Аксайское и Букенское поднятия.

Кровля юры залегает в Аксайском поднятии на глубине 1600 м и в Букенском поднятии на глубине 2200 м. Поэтому отложения неокома вполне доступны для разведки бурением.

Следует также проектировать бурение и более глубоко залегающих отложений юры.

Несмотря на удаленность от железной дороги предлагаемых к разведке площадей, при положительном разрешении вопроса об их нефтеносности территория Северного Устьурта явится крупным резервом для развития нефтедобывающей промышленности СССР.

ЛИТЕРАТУРА

1. Айзенштадт Г. Е. О нефтематеринских свитах Южно-Эмбенского района. Тр. ВНИГРИ, нов. сер., вып. 83. Геол. сб. 1. Гостоптехиздат, 1955.

2. Баренбойм М. И. и Пузырев Н. Н. Результаты применения в Прикаспийской впадине корреляционного метода преломленных волн (КМПВ). Прикладная геофизика, вып. 8. Гостоптехиздат, 1952.

3. Гарецкий Р. Г. и Шрайбман В. И. О глубинном строении Северного Устьурта и возможном происхождении его чинков. Изв. АН СССР, сер. геофиз., № 12, 1956.

4. Калинин Н. А. К тектонике юго-востока Русской платформы. Нефт. хоз., № 10, 1954.

5. Смолко А. И. Проблема нефтеносности Устьуртско-Каракумской области. Нефт. хоз., т. XXVI, № 6, 1934.

6. Смолко А. И. Геологические наблюдения в западном Приаралье и восточной части Устьурта. Каракалпакия. Тр. первой конф. изуч. произв. сил Каракалпакской АССР, т. I. Изд. АН СССР, 1934.

7. Яншин А. Л. Взгляды А. Д. Архангельского на тектонический характер юго-восточного обрамления Русской платформы и современные представления по этому вопросу. Памяти академика А. Д. Архангельского. Вопросы литологии и стратиграфии СССР. Изд. АН СССР, 1951.

* * *

М. В. ПРОНИЧЕВА

О проявлениях новейшей тектоники в Северном Прикаспии

Применение геоморфологического метода в нефтяной геологии обуславливается тем, что многие структурные элементы, с которыми связаны месторождения нефти и газа, продолжают развиваться в новейшее время и находят отражение в современном рельефе и мощностях четвертичных отложений. Геоморфологический метод оказывается особенно эффективным в так называемых «закрытых» районах, где сплошным покровом распространены молодые (четвертичные) отложения и где применение обычных методов структурно-геологических исследований затруднено. К таким районам относится Северный Прикаспий (Волго-Уральское междуречье и Черные Земли).

Ввиду небольшого объема глубокого бурения тектонические схемы Северного Прикаспия основываются на сравнительно небольшом материале.

Вместе с тем на этой территории пробурено около 27 тыс. скважин, оставленных в различных горизонтах четвертичной толщи. Около 600 из них полностью вскрыли четвертичные отложения.

По данным этих скважин можно отметить положение ряда новейших поднятий и прогибов, осложняющих впадину и пока не улавливаемых чисто геологическими методами. Составленные карты суммарных мощностей четвертичных отложений и рельефа их подошвы позволили дать схему новейшей тектоники Северного Прикаспия и высказать некоторые соображения о связи новейших структурных элементов с более древними.

Анализ карты рельефа подошвы четвертичных отложений (рис. 1) совместно с другими составленными картами позволяет выделить следующие

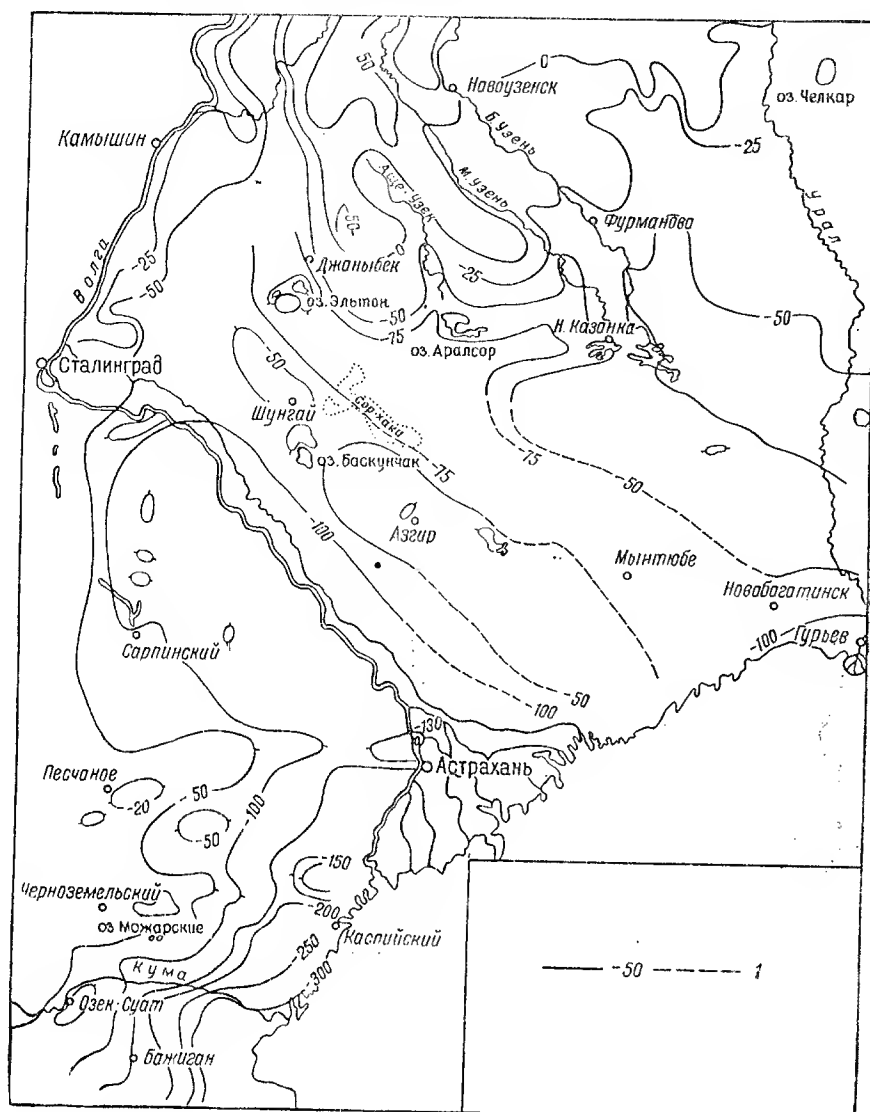


Рис. 1. Схема рельефа подошвы четвертичных отложений. (Сост. М. В. Проппичева и Р. В. Елкина.)

1 — изогипсы подошвы четвертичных отложений.

крупные поднятия и прогибы в пределах Северного Прикаспия (рис. 2).

Вдоль левого берега Волги примерно от устья р. Еруслан до Сталинграда тянется полоса относительно повышенного залегания подошвы четвертичных отложений, названная Приволжским поднятием (I). В пределах поднятия подошва четвертичных отложений имеет отметки от -5 м до -50 м. Мощности четвертичных от-

ложений не превышают 50 м. В районе Сталинграда Приволжское поднятие круто обрывается к Волго-Ахтубинскому прогибу (II). Этот прогиб имеет северо-западную ориентировку и совпадает с направлением долины Волги-Ахтубы южнее Сталинграда. Мощности четвертичных отложений в пределах прогиба, превышают 100 м (до 185 м?). Наблюдаются резкие сокращения мощностей четвер-

тичных отложений, связанные, видимо, с локальными структурами. С востока описанный прогиб ограничивает Приахтубинская зона поднятия (III). Эта зона соответствует относительно повышенному участку Прикаспийской низменности между р. Ах-

туба и впадиной Хаки. В пределах зоны подошва четвертичных отложений приподнята по сравнению с Волго-Ахтубинской зоной на 40—50 м. Мощности четвертичных отложений сокращены и не превышают 50 м. Приахтубинская зона поднятия распадается, по-

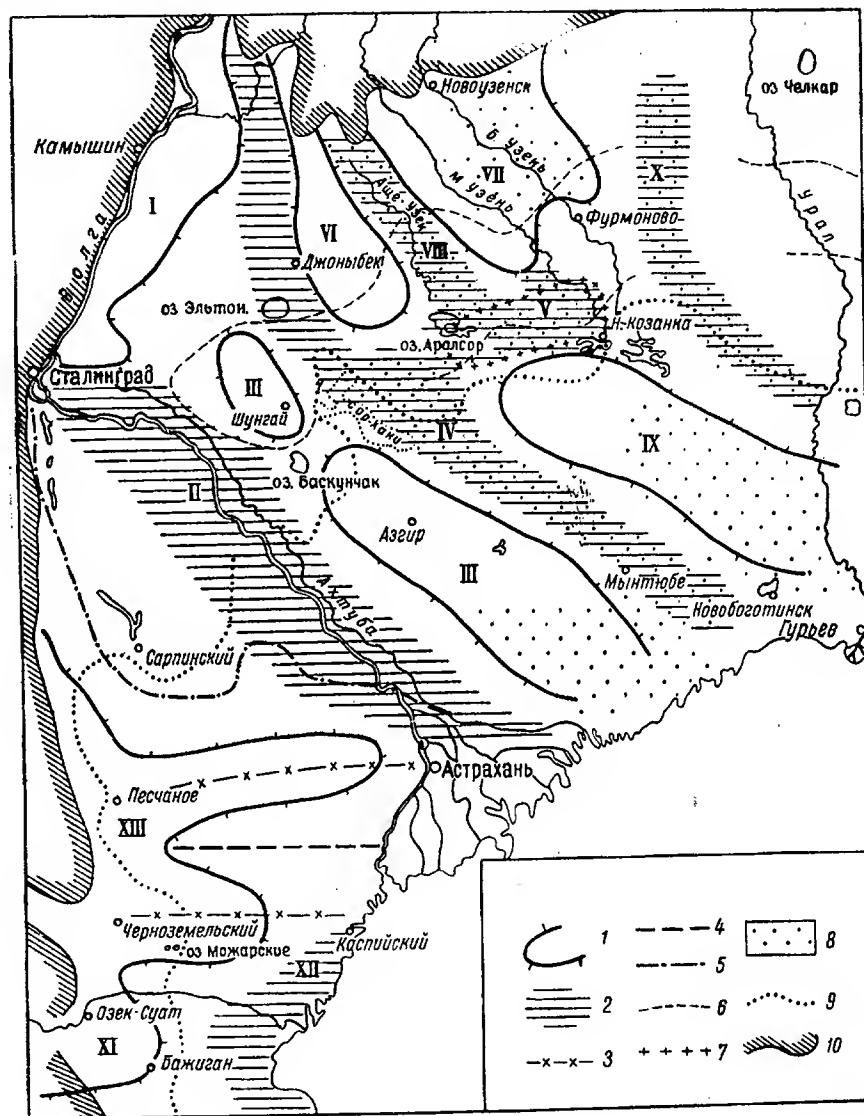


Рис. 2. Схема основных элементов новейшей тектоники Северного Прикаспия.

I — контуры новейших поднятий: I — Приволжское поднятие, III — Приахтубинское поднятие, VI — Джаныбекское поднятие, VII — Узенское поднятие, IX — Центральное поднятие, XI — Озексуатско-Бажиганская приподнятая зона, XIII — Черноземельское поднятие; 2 — наиболее опущенные участки новейших прогибов: II — Волго-Ахтубинский прогиб, IV — Волго-Каспийская ложбина, V — Аралсорская ложбина, VIII — Аше-Узекский прогиб, X — Центральный прогиб, XII — Кумский прогиб; 3 — линейные зоны новейших поднятий в пределах Черноземельского поднятия; 4 — прогиб, разделяющий линейные зоны Черноземельского поднятия; 5 — граница распространения солянокупольной; 6 — контур регионального максимума силы тяжести; 7 — контур аэромагнитного минимума T_d ; 8 — унаследованные элементы новейшей тектоники, согласующиеся по знаку и местоположению с геомагнитными аномалиями; 9 — граница позднехвалынской трансгрессии; 10 — граница Прикаспийской низменности.

видимому, на два изолированных поднятых участка, разделенных ложбиной на широте оз. Баскунчак. В настоящее время более детально изучен северный — Шунгайский участок. Южная часть зоны изучена слабее из-за недостатка скважин, прошедших полностью четвертичные отложения.

На карте (см. рис. 1) отчетливо выделяется очень крупный и целостный элемент дочетвертичного рельефа, названный Волго-Каспийской ложбиной (IV). Волго-Каспийская ложбина местами отчетливо выявляется и в современном рельефе (впадина Хаки и др.). Эта сравнительно неширокая полоса характеризуется большими мощностями четвертичных отложений (более 70—90 м) и низким залеганием их подошвы (—70—90 м). Волго-Каспийская ложбина пересекает всю территорию Северного Прикаспия и прослеживается от района г. Саратов по линии Джаныбек — Хаки и далее до Каспийского моря. Направление ложбины повторяет очертания современной долины Волги. Это наводит на мысль о том, что Волго-Каспийская ложбина представляет собой продолжение древней дочетвертичной долины Волги, обнаруженной несколько лет назад при поисках нефтяных месторождений в Куйбышевском Заволжье (Розанов, 1949 г.). Глубина дочетвертичной долины Волги в Куйбышевском Заволжье примерно такая же, как и глубина Волго-Каспийской ложбины. По аналогии с более северными районами Волго-Каспийская ложбина является эрозивно-тектоническим, достаточно древним образованием. В период регрессий Каспия эта ложбина представляла собой речную долину, а в период трансгрессий — эстуарий или понижение на дне моря. Можно ожидать, что к Волго-Каспийской ложбине приурочены дельты третичного времени, а может быть также и более древних эпох. Не исключено, что здесь могли создаваться благоприятные условия для образования залежей нефти и газа.

На широте оз. Аралсор от Волго-Каспийской ложбины ответвляется Аралсорская ложбина (V).

Эта неширокая ложбина является одной из наиболее опущенных в новейшее время частей Северного Прикаспия. К северу от Аралсорской ложбины выделяются поднятия Джаныбекское (VI) и Узенское (VII), разделенные Аще-Узекским прогибом (VIII). Джаныбекское поднятие соответствует повышению рельефа, а Аще-Узекский прогиб выражен в рельефе понижением, занятым долиной р. Аще-Узек. Узенское поднятие в рельефе выражено слабо. Все описанные элементы новейшей тектоники хорошо выделяются по колебаниям мощностей и по подошве четвертичных отложений. Они имеют общее северо-западное направление, соответствующее направлению рек Узени и Аще-Узек.

На продолжении Узенского поднятия, отделяясь от него Аралсорской ложбиной, лежит Центральное поднятие (IX) Северного Прикаспия. Центральное поднятие прослеживается от пос. Н. Казанка к г. Новобогатинск. Границы поднятия на востоке не определены. Оно протягивается за р. Урал. В северной, наиболее изученной бурением части поднятия мощность четвертичных отложений не превышает 40 м, в то время как в соседних пониженных участках она возрастает до 60—80 м.

Восточным ограничением Центрального и Узенского поднятий служит Центральный прогиб (X). Он хорошо выражен в рельефе и соответствует Чижинским, Балыктинским, Дюринским и другим разливам.

На схеме новейшей тектоники (см. рис. 2), кроме описанных новейших структурных элементов Волго-Уральского междуречья, показан также ряд аналогичных структур района Черных Земель. К ним относятся Озексуатско-Бажиганская приподнятая зона (XI), Кумский прогиб (XII) и Черноземельское поднятие (XIII). Последнее разделяется на две ветви: Песчано-Астраханскую и Можарско-Каспийскую. Эти структурные элементы описаны ранее (Проничева, Эвентов, 1956 г.).

Выделенные поднятия и прогибы определили в значительной мере харак-

тер границ каспийских трансгрессий. Как видно на рис. 2, очертания береговой линии позднехвалынской трансгрессии находятся в тесном соответствии с конфигурацией новейших структурных элементов.

Полученные данные в целом согласуются с выводами И. П. Герасимова (1952 г.) и Ю. А. Мещерякова (1953 г.) о господствующем северо-западном направлении крупных новейших поднятий и прогибов Северного Прикаспия. Структурные элементы этого направления, намеченные ранее в северной части Волго-Уральского междуречья (Мещеряков, 1953 г.), удалось проследить и в южной части междуречья.

Имеются основания предполагать, что выраженные в рельефе и мощностях четвертичных отложений поднятия и прогибы отражают структуру дочетвертичных отложений. На это указывает значительное соответствие между

схемой новейшей тектоники Северного Прикаспия и имеющимися геологическими и геофизическими данными о структуре этой территории. Так, выделенное по геоморфологическим признакам Центральное поднятие Волго-Уральского междуречья соответствует намеченному по геофизическим данным продолжению Танатарского поднятия Н. В. Неволлина (1951 г.). В районе Черных Земель древнее заложение новейших поднятий и прогибов подтверждается геологическими данными Я. С. Эвентова (1956 г.).

Интересные результаты дало сопоставление схемы новейшей тектоники (рис. 2) с геомагнитными картами Z и T_a (рис. 3). Обнаружилось, что ряд элементов новейшей структуры Северного Прикаспия по местоположению и ориентировке совпадает с крупными магнитными аномалиями; прогибы соответствуют относительно пони-

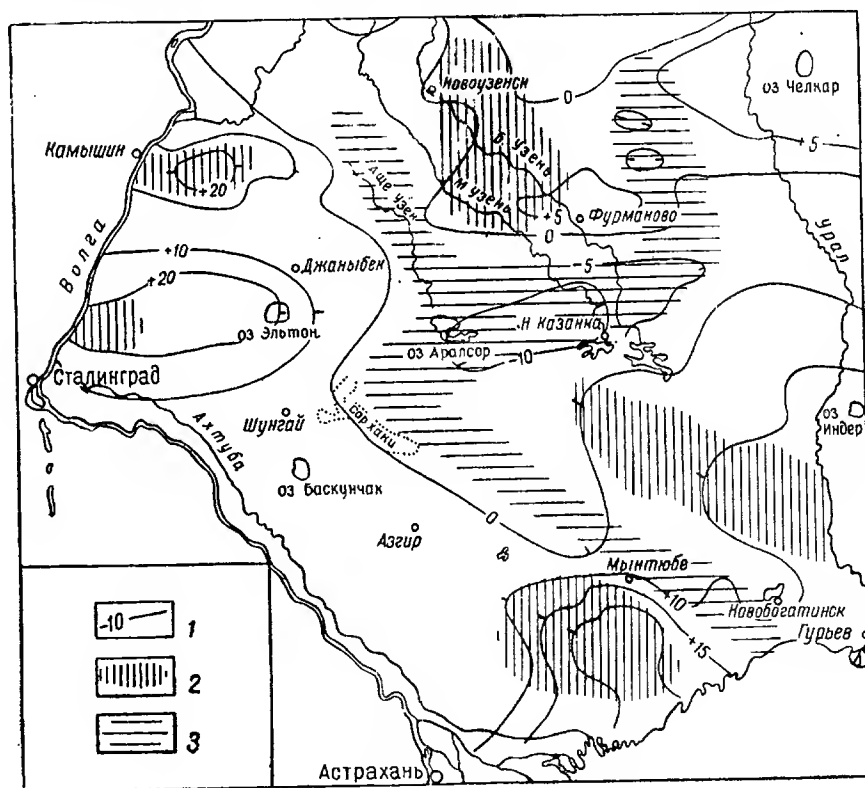


Рис. 3. Схема интерпретации магнитных аномалий T_a .

1 — изоаномалы T_a ; 2 — унаследованные новейшие поднятия, соответствующие аэромагнитным максимумам; 3 — унаследованные новейшие прогибы, соответствующие аэромагнитным минимумам.

женным, а поднятия повышенным значениям Z_a и T_a . Наиболее отчетливо выражены на карте магнитных аномалий Аралсорская ложбина, Аше-Узекский прогиб, южная часть Волго-Каспийской ложбины, северная часть Центрального прогиба, Центральное поднятие, Узенское поднятие и южная часть Приахтубинской приподнятой зоны. Эти элементы новейшей тектоники можно рассматривать как наиболее древние.

Геоморфологические данные позволяют сделать некоторые выводы о природе регионального максимума силы тяжести, так называемого Аралсорско-Сталинградского. Некоторые исследователи считали, что этот максимум отвечает крупному поднятию подсолевого ложа, другие (И. О. Брод, 1949 г., Я. С. Эвентов, 1956 г. и др.) рассматривают его в качестве относительно опущенной зоны Северо-Каспийской впадины. Как видно на схеме новейшей тектоники, рассматриваемый максимум отвечает относительно опущенному участку и соответствует направлению новейшего Аралсорского прогиба. Создается впечатление, что в полосе Аралсорско-Сталинградского максимума происходит погружение осей новейших поднятий и прогибов северо-западного направления.

Все это позволяет присоединиться ко взглядам тех исследователей, которые считают Аралсорско-Сталинградский максимум отражением крупного прогиба в недрах Северного Прикаспия. Отдельные менее крупные максимумы в пределах рассматриваемой региональной аномалии могут соответствовать местным поднятиям посолевого ложа (например, Шунгайский максимум), как это предполагает Ю. Л. Косыгин (1952 г.).

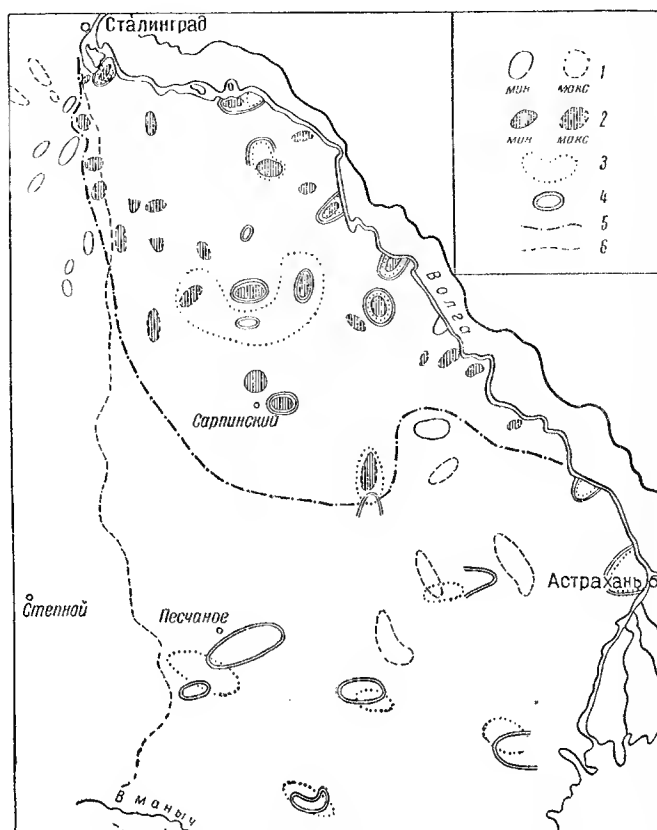


Рис. 4. Схема гравитационных аномалий и выявленных структур северо-западного Прикаспия.

1 — контуры локальных аномалий силы тяжести; 2 — контуры окальных аномалий силы тяжести, выраженные в рельефе поднятиями; 3 — контуры локальных поднятий по геологическим данным; 4 — контуры локальных новейших поднятий по данным о мощностях четвертичных отложений; 5 — предполагаемая граница солянокупольной тектоники по геоморфологическим данным; 6 — граница Прикаспийской низменности.

Наряду с крупными поднятиями типа валов, в условиях Северного Прикаспия геоморфологическим методом могут быть выявлены куполовидные структуры. Эти поднятия хорошо фиксируются изменениями мощностей, литологического состава четвертичных отложений, а также особенностями рельефа.

На основе анализа рельефа и данных неглубокого бурения удалось наметить ряд локальных поднятий, соответствующих, по-видимому, соляным куполам, в наименее изученной южной половине Волго-Уральского междуречья, занятой песками.

Как при изучении крупных структурных элементов, так и при изучении ло-

кальных поднятий оказывается возможной увязка геоморфологических данных с данными геофизики. Имеющиеся геологические данные подтверждают существование поднятий, намеченных по косвенным (геоморфологическим и геофизическим) признакам. На рис. 4 для территории северо-западного Прикаспия нанесены контуры поднятий, установленные бурением, и контуры участки, где поднятия фиксируются геоморфологическими и геофизическими (гравиразведка) данными. На схеме видно, что эти методы дают по большей части сопоставимые результаты. Вместе с тем на отдельных участках отмечается ряд несоответствий.

Опыт изучения неотектоники Северного Прикаспия позволяет рекомендовать анализ рельефа, а также изучение мощностей и фаций четвертичных отложений в качестве метода расшифровки геологического строения «закрытых» территорий типа Прикаспийской области прогибания.

ЛИТЕРАТУРА

1. Брод И. О., Васильев В. Г. Саратовско-Сталинградское Заволжье — объект первоочередной разведки на газ и нефть. *Новости неф. тех., сер. геол.*, № 2, 1949.
2. Герасимов И. П. Географические наблюдения в Прикаспии. *Изв. АН СССР, сер. геогр.*, № 4, 1952.
3. Косыгин Ю. А. Основы тектоники нефтеносных областей. Гостоптехиздат, 1952.
4. Мещеряков Ю. А. Новейшая тектоника Северного Прикаспия. Сб. «Стратиграфия четвертичных отл. и нов. тектоника Прикасп. низмен.». Изд. АН СССР, 1953.
5. Неволин Н. В. Геологическое строение Прикаспийской впадины в свете геофизических данных, Гостоптехиздат, 1951.
6. Проничева М. В., Эвентов Я. С. Геоморфологические данные о структуре северо-западного Прикаспия. *Изв. АН СССР, сер. геогр.*, № 1, 1956.
7. Розанов Л. Н. Древняя долина Волги — Камы (по данным геофизических исследований). *Новости нефтяной техники, сер. геол.*, № 3, 1949.
8. Эвентов Я. С. Геологическое обоснование перспективного плана развития поисков и разведки нефти в пределах междуречья Урал — Волга и Черных Земель на 1957—1965 гг. Фонды ВНИГНИ, 1956.

* * *

П. Г. ТРУШКИН

Особенности тектонического строения и история формирования Покровского поднятия

Покровское месторождение, открытое в 1949 г., расположено в южной части Куйбышевского Заволжья близ г. Чапаевск и приурочено к антиклинальному поднятию.

В рельефе поднятие занимает слабо выраженный водораздел между р. Чапаевка и р. Чагра, расчлененный неглубокими долами. Абсолютные отметки поверхности этого водораздела лежат в пределах от 35 до 110 м.

Месторождение многопластовое. Из открытых к настоящему времени девяти промышленных залежей две приурочены к алевролито-песчаным коллекторам и семь к карбонатным. К алевролито-песчаным коллекторам приурочены залежи пласта Б₂ в угленосном горизонте и пласта Б₀ в туль-

ском горизонте. В карбонатных доломитово-известняковых породах залежи содержатся в данково-лебединских слоях фаменского яруса верхнего девона — пласт ДЛ-I, турнейском ярусе — пласты В-III и В-I, окском подъярусе — пласт О-2 (расположен в кровле), башкирском ярусе — пласт А₄, верейском горизонте — пласт А₃ и каширском горизонте (в 20 м от кровли) — пласт А₂.

В геологическом строении Покровского месторождения принимают участие девонские, каменноугольные, пермские, юрские, третичные и четвертичные образования.

В северной части площади на дневную поверхность выходят породы верхнеказанского подъяруса, отдельными

пятнами — батского яруса и покровные образования третичной и четвертичной систем.

Нормальный разрез схематично представляется в следующем виде (сверху вниз).

1. Четвертичные аллювиальные и сыртовые глинисто-песчаные отложения до 50 м.

2. Плиоценовые отложения третичной системы: серые глины и зеленовато-серые песчаники мощностью до 75 м и более. Плиоцен лежит на размытой поверхности пермских и юрских пород, их нижняя граница находится на абсолютной высоте от плюс 15—89 м до минус 20—240 м.

3. Батские отложения средней юры. Кварцевые среднезернистые пески и песчаники мощностью до 28 м, трансгрессивно покрывающие различные горизонты верхней перми.

4. Пермские отложения.

а. Верхнеказанский подъярус. Глины, мергели, доломиты; последние иногда разрушены до мучнистого состояния и щебня. Мощность до 40 м.

б. Нижнеказанский подъярус. Преимущественно известняки, в верхней части солитового строения доломиты, в подошве серая глина. Мощность до 70—85 м.

в. Артинский ярус. Доломиты с прослоями мергелей. Мощность до 20 м.

г. Верхнесакмарский подъярус. Породы доломито-ангидритового состава. Мощность до 100 м.

д. Нижнесакмарский подъярус (надшвагериновая пачка и швагериновый горизонт). Доломиты и доломитизированные известняки. Мощность до 35 м.

5. Верхний карбон. Псевдофузулиновый и тритицитовый комплексы. Доломиты с включением гипса, прослоями оолитовые, реже известняки. Мощность до 315 м.

6. Средний карбон.

а. Мячковский и подольский горизонты. Известняки, реже доломиты. Мощность до 360 м.

б. Каширский горизонт. Известняки с прослоями глин в нижней части. Мощность до 80 м.

в. Верецкий горизонт. В кровле и подошве глины черные, в средней части

переслаивание последних с темно-серыми пористыми и кавернозными песчанистыми известняками. Мощность до 84 м.

г. Башкирский ярус. Известняки органогенно-обломочные, среди которых встречаются псаммитовые разности, иногда оолитовые, трещиноватые. Мощность до 62 м.

7. Нижний карбон.

а. Намюрский ярус. Известняки микрозернистые. Мощность до 82 м.

б. Серпуховский подъярус. Известняки и доломиты; в подошве глины черные с прослоями известняков (тарусский горизонт — 30 м). Общая мощность до 124 м.

в. Окский подъярус. Преимущественно доломиты с включением гипса. Мощность до 174 м.

г. Тульский горизонт. В нижней части чередование глинистых известняков с прослоями алевролитистых глин, реже песчаников, в верхней — преимущественно известняки. Мощность до 66 м.

д. Угленосный горизонт. Кварцевые песчаники и алевролиты, встречаются прослой глини. Мощность до 30 м.

8. Турнейский ярус. Серые кавернозные известняки, реже доломиты. Мощность до 65 м.

9. Верхний девон.

а. Фаменский ярус. Доломиты и известняки. Мощность до 325—345 м.

б. Верхнефранский подъярус. Евлаво-ливленские и воронежские слои. Известняки, частью доломитизированные. Мощность до 38—58 м.

в. Нижнефранский подъярус (?). Алевролитопесчаные породы (развиты на западном крыле поднятия). Мощность до 21 м.

г. Верхнеживетский подъярус (?). Алевролитопесчаные породы с прослоями известняков (развиты на западном крыле поднятия). Мощность до 11 м.

Покровское поднятие приурочено к Покровско-Пугачевской тектонической зоне.

Общее направление зоны северо-восточное, совпадающее с укоренившимся в литературе понятием об основной полосе дислокации юго-запада Куйбы-

шевского Заволжья, которая известна как «Пермская ось Заволжья» (А. Д. Архангельский, 1911 г.), «Палеозойский вал Южного Заволжья» (А. Н. Розанов, 1931 г.), «Палеозойское поднятие Южного Заволжья» (Н. И. Николаев, 1933 г.), «Пугачевское поднятие» (А. Н. Мазарович, 1936 г.), «Палеозойская ось Заволжья» (Н. С. Шатский, 1945 г.).

Согласно новейшим данным (П. Г. Трушкин, 1956 г.) Покровско-Пугачевская структурная зона расположена на юго-восточном погружении Жигулевско-Пугачевского свода.

Зона начинается близ г. Куйбышев. С ундуляцией оси ее связано несколько поднятий — Покровское и Красавское на территории Куйбышевской области, Ивантеевское, Пугачевское, Березовское, Кушумское на территории Саратовской области. В своей южной части она изменяет простирание на западно-юго-западное, затем на широтное и смыкается с поднятиями Саратовского нефтегазоносного района. Максимум поднятия данной зоны находится между г. Пугачев и р. Верхний Кушум.

В основании осадочной толщи верхнего девона Покровского месторождения лежит кристаллическая гряда, принимающая участие в строении поднятия и являющаяся его ядром.

Покровская гряда кристаллического фундамента (рис. 1 в) имеет относительно крутое северо-западное крыло и более пологое юго-восточное. Углы наклона соответственно $5-6^\circ$ и $1,5^\circ$.

Установленные максимальные абсолютные отметки свода поднятия равны минус 1941—1991,6 м. На периферии свода отметки изменяются следующим образом: на северо-западном крыле минус 2114 м, на юго-восточном минус 2048 м. Следовательно, амплитуда колебания отметок находится в пределах от 107 до 173 м.

По кровле швагеринового горизонта нижней перми (рис. 1 б) Покровское поднятие имеет форму асимметричной антиклинали длиной около 30 км, шириной 6 км.

Углы падения по северо-западному крылу более 2° , по юго-восточному ме-

нее 1° . Высшая отметка в своде по кровле швагеринового горизонта минус 117 м. Выявленная амплитуда погружения равна: по юго-восточному крылу 112 м, северо-западному 78 м, по северо-восточной периклинали 56 м и юго-западной периклинали 24 м.

Свод поднятия сравнительно небольшой и узкий; периклинали вытянутые, пологие, с углами погружения $15-20'$. В погруженной части юго-западной периклинали в сторону юго-востока углы увеличиваются до $1,5^\circ$.

Покровское поднятие является возрожденным подобно Туймазинскому, Краснокамскому, Иссинскому, группе Жигулевских структур (за исключением Жигулевского) и другим поднятиям Волго-Уральской области. Для таких структур (Н. Ю. Успенская, 1952 г.) характерна многофазность процесса формирования, обусловленная возобновлением тектонических движений, имевших место одновременно с осадкообразованием, а также наличие перерывов в разрезе и утонение отдельных свит в сводах.

Изучение материалов по Покровскому месторождению показывает, что во всех этих горизонтах, включая и девон, повторяется один структурный план строения, постепенно усложняющийся от верхних горизонтов к нижним (см. рис. 1). Так, в отложениях башкирского яруса среднего карбона в отличие от швагеринового горизонта поднятие разобщено пережимом на два купола незначительной амплитуды. По угленосному горизонту пережим становится более выражен, а купола приобретают более резкие очертания. При этом угол наклона крутого крыла в сравнении со швагериновым горизонтом увеличивается до $4,1^\circ$, угол наклона пологого до $1,2^\circ$.

Важно отметить, что толща осадочных пород повторяет структуру кристаллического фундамента. С учетом других приводимых ниже данных это и дает основание рассматривать Покровскую структуру как возрожденную, обусловленную волнообразными колебательными движениями северо-восточного направления с преоблада-

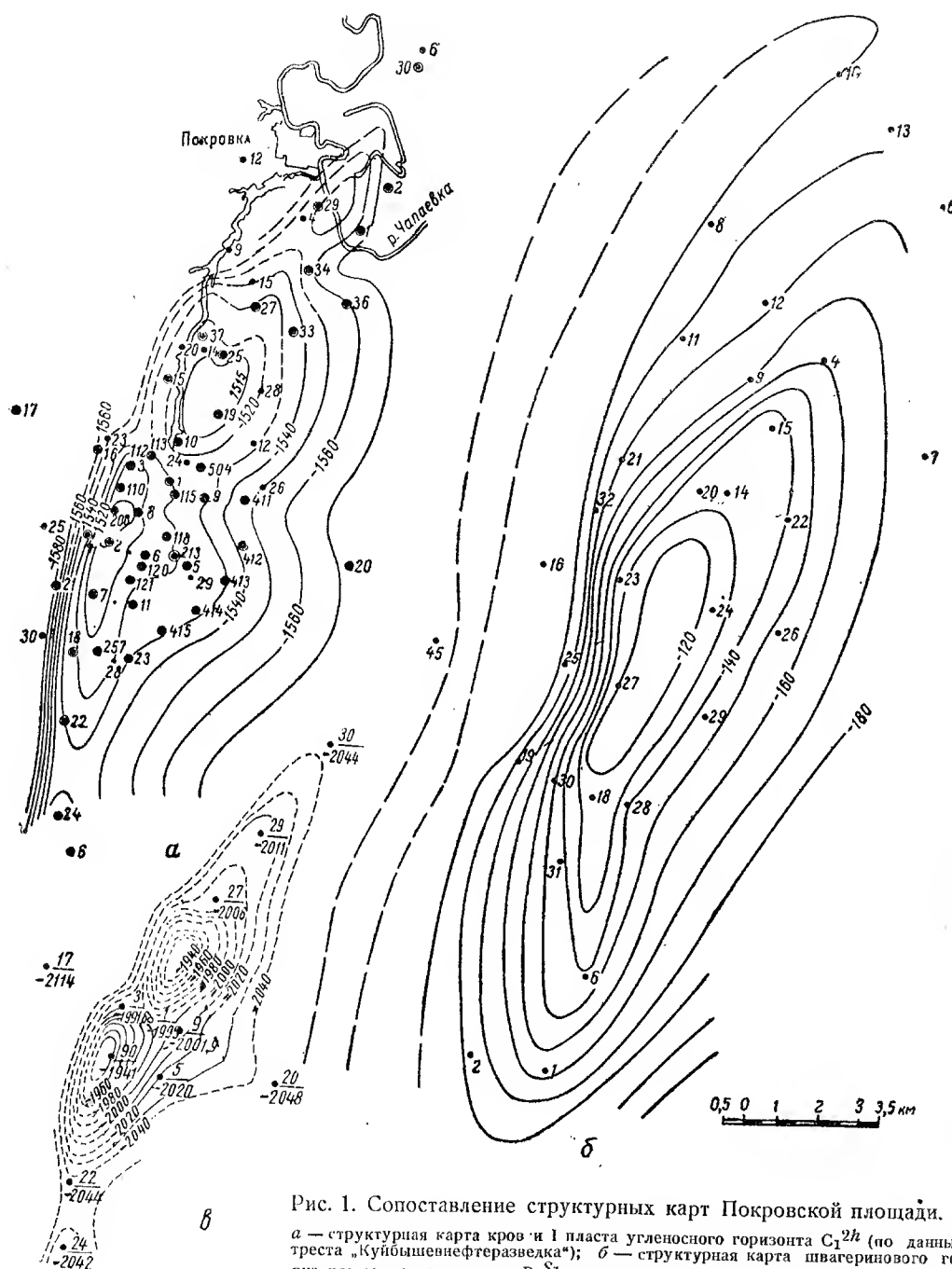


Рис. 1. Сопоставление структурных карт Покровской площади.

а — структурная карта кров и I пласта угленосного горизонта C_1^{2h} (по данным треста «Куйбышевнефтегазразведка»); б — структурная карта швагеринового горизонта сакмарского яруса R_1^{31} ; в — карта поверхности кристаллического фундамента.

ностью структурных форм во всех стратиграфических горизонтах и, по-видимому, нарушенную сбросом в его теле по западному крылу.

Это допущение основано на том, что северо-западное крыло поднятия против юго-восточного является крутым, флексуобразным, и это, по-видимому, связано с наличием сброса в породах фундамента. Однако возможно дизъюнктивное нарушение фундамента незначительной амплитуды в своде поднятия. На существование такого нарушения указывает наличие в осадочной толще двух куполов, как бы сдвинутых относительно друг друга по оси поднятия.

Имеют ли место разрывы сплошности слоев в лежащей над фундаментом осадочной толще, трудно сказать из-за отсутствия достоверных геологических данных. По мнению геолога Гипровостокнефти К. Б. Аширова, в осадочной толще существуют сбросы, захватывающие отложения до угленосного и башкирского продуктивных горизонтов включительно. Аргументируется это косвенными признаками, основанными на эксплуатационных данных, например уменьшением пластовых давлений на крутом крыле поднятия, изменениями водонефтяного контакта с севера на юг в угленосном горизонте, сменой карбонатного цемента на ангидритовый в карбонатных органогенно-обломочных породах башкирского яруса в зоне крутого крыла и т. д.

Историю развития тектонических движений фундамента Покровского поднятия и его формирования можно проследить на профилях компенсации (рис. 2 и 3). От нижебавлинского или, возможно, живетского до верхнефранского времени участок Покровского месторождения являлся поднятием.

В этот же период на участках Зольненского и Сызранского месторождений, втянутых в общее погружение Самарской луки, происходило накопление живетских и нижефранских отложений. В приближении к Покровскому поднятию они утоняются и выклиниваются. Погружение Покровского участка началось только в воронежское время верхнефранского века. К концу

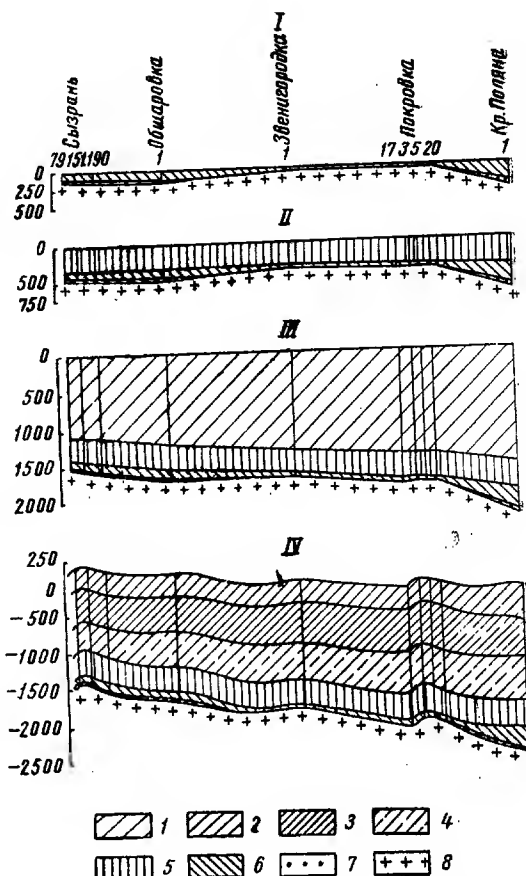


Рис. 2. Профили компенсаций палеозойских отложений по линии Сызрань — Покровка — Красная поляна. (Сост. П. Г. Трушкин, 1955 г.)
I — к концу франского времени; II — к концу девона; III — к концу карбона; IV — современный вид; 1 — карбон; 2 — верхний карбон; 3 — средний карбон; 4 — нижний карбон; 5 — фазенский ярус; 6 — франский ярус; 7 — верхнеживетский подъярус; 8 — кристаллический фундамент.

этого века район Покровки отставал в погружении и оставался в структурном отношении выше района Зольного на 300 м и выше района Сызрани на 120 м. К концу девона по кристаллическому фундаменту Покровка оставалась выше Зольного на 250 м и выше Сызрани на 65 м, к концу карбона выше Зольного на 220 м, но ниже Сызрани на 265 м. В современном структурном плане картина резко меняется: Покровка стала ниже Зольного на 150 м и ниже Сызрани на 520 м с лишним¹.

¹ Весь приведенный порядок цифр превышений берется для сводовых частей структур.

Приведенный порядок цифр дает достаточное представление не только об амплитуде колебательных движений, испытанных отдельными блоками кристаллического фундамента, но и о значительной дифференциации этих движений по их знаку в различное время.

Прямым указанием на сложный характер тектонического развития Покровского поднятия во времени является план распределения мощностей отложений разного возраста в его различных структурных участках. С учетом данных по скважинам, пробуренным за последнее время на Покровском поднятии, мощности верхнефранских

отложений изменяются от 38 м (скв. 90) в центре южного купола до 54—58 м на его периферии. Мощность отложений фаменского яруса колеблется в пределах до 20 м, при этом минимальные мощности (325 м) соответствуют южному куполу поднятия, а максимальные (340—345 м) — отвечают погруженным частям структуры.

В известняках верхнефранского подъяруса отмечены следы размыва и наличие в них линз и прослоев песчаника². Отсюда можно заключить, что начало формирования Покровского поднятия в осадочном покрове относится к верхнефранскому времени, что подтверждается отмеченным сокращением мощностей верхнефранских и фаменских отложений верхнего девона в своде поднятия.

Небольшое уменьшение мощностей от периферии к своду наблюдается в породах турнейского яруса.

Анализ мощностей наиболее хорошо выделяющихся терригенных отложений нижнего и среднего карбона и толщ карбонатных пород, заключенных между ними, показал следующее. Мощность угленосного горизонта изменяется от 25—26 м в своде до 32—33 м на крыльях, тарусского горизонта соответственно от 30—31 м до 33 м. Мощность верейского горизонта колеблется от 84 до 86—90 м, причем максимальное значение относится к юго-восточному крылу (скв. 20). Мощности стратиграфически более крупных интервалов от свода к периферии испытывают сравнительно небольшие изменения. Так, мощность интервала от кровли угленосного до подошвы тарусского горизонта изменяется на 9 м (248—259 м).

Мощность вышележащих отложений от кровли тарусского горизонта до подошвы верейского равна 245—259 м, т. е. в своде уменьшается на 14 м. Столь же незначительно (от 754 до 756 м) изменяется в пределах поднятия суммарная мощность от кровли верей-

² Новожилова С. Н. и Егорова Л. З. Геология и нефтеносность девонских отложений Куйбышевской и Чкаловской областей. Инст. Гипровостокнефть, отчет за 1953 г.

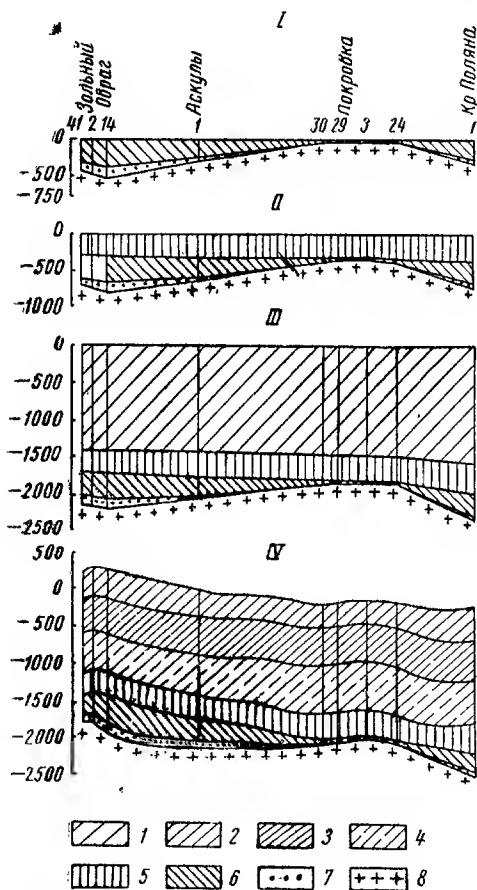


Рис. 3. Профили компенсаций палеозойских отложений по линии Зольный Овраг—Аскуль—Покровка—Красная Поляна.

I — к концу франского времени; II — к концу девона; III — к концу карбона; IV — современный вид; 1 — карбон; 2 — верхний карбон; 3 — средний карбон; 4 — нижний карбон; 5 — фаменский ярус; 6 — франский ярус; 7 — верхнежигитский подъярус; 8 — кристаллический фундамент.

ского горизонта до подошвы маркирующего швагеринового горизонта сакмарского яруса.

Таким образом, в породах карбона наибольшее увеличение мощности на крыльях дают турнейский ярус, угленосный, тарусский и отчасти верейский горизонты. Мощности других отложений изменяются меньше.

Такое более или менее равномерное распределение мощностей в пределах рассматриваемого поднятия могло получиться при устойчивом нисходящем движении.

Характер вертикальных движений на Покровской площади отвечает общим подъемам платформы, происходящим в конце турнейского и конце башкирского времени. Кровли отложений турнейского и башкирского ярусов, по-видимому, размыты и несут следы закарстованности, что указывает на континентальные перерывы, предшествующие накоплению угленосного и верейского горизонтов.

По данным М. И. Фадеева³ размыты отмечаются в верейских отложениях. Более значительный размыв в подошве угленосного и верейского горизонтов отмечен на Сызранском поднятии.

Перерыв местного значения⁴ на границе окского и серпуховского времени визейского века фиксируется в подошве тарусского горизонта по присутствию известняковой гальки (скв. 43).

Таким образом, на основании анализа колебательных движений карбона и учета перерывов в разрезе приходим к заключению, что следующая фаза формирования Покровского поднятия отвечает концу турнейского века и угленосному времени. Эта фаза характеризуется сокращением мощностей от-

ложений в своде поднятия, что особенно относится к угленосному горизонту. Мощность последнего на периферии поднятия на 27% больше по сравнению со сводом.

Оживление восходящих движений кристаллического фундамента отмечается перед отложением тарусского и верейского горизонтов. Это определяется изменением мощностей подстилающих отложений и наличием следов перерыва в основании каждого из горизонтов. Положительные движения улавливаются для тарусского и верейского горизонтов: в своде мощность первого меньше, чем на периферии, на 3 м, второго — на 2 м по северо-западному крылу и на 6 м по юго-восточному. Подобную, но менее заметную картину следует отметить для крупного отрезка времени от верей до начала сакмарского века.

Установленные закономерности того или иного увеличения мощностей отдельных стратиграфических единиц от свода к периферии более отчетливо выявляются по суммарным мощностям отложений девона и карбона. Так, суммарная мощность пород девона в своде меньше чем на периферии на 67 м, а карбона — на 46 м.

Мощности нижнепермских отложений изменяются от 98—107 м в своде до 125—152 м на юго-восточном крыле и 118—142 м на северо-западном. Это изменение, по-видимому, связано с поднятием в нижнепермское время и с размывом нижнепермских осадков в своде в результате очередной фазы поднятия благодаря интенсивному движению кристаллического фундамента в конце нижнепермского времени. Наступивший затем на Покровском участке континентальный перерыв продолжался в течение кунгурского и уфимского времени.

Под уровень моря Покровское поднятие погрузилось только с наступлением казанской трансгрессии. Но уже в конце пермской эпохи здесь начались положительные волнообразно-колебательные движения и продолжались до среднеюрского времени. Очередной континентальный перерыв документирован трансгрессивным залеганием

³ Фадеев М. И. Геология и нефтеносность карбона Куйбышевской и Чкаловской областей. Инст. Гипровостокнефть, отчет за 1953 г.

⁴ Положительные движения в конце окского времени отмечаются в северной части Жигулевско-Пугачевского свода (Самарская Лука и южная часть Куйбышевского Заволжья) по наличию в разрезе тарусского горизонта, сложенного глинами, в основании серпуховского подъяруса.

среднеюрских пород батского яруса на казанских отложениях. Мощность последних в своде поднятия 77—101 м, а на крыльях 114—125 м на юго-восточном и 93—105 м на северо-западном. Надо считать, что мощность на северо-западном крыле неполная, так как казанские отложения эродированы в доплиоценовое время и перекрыты акчагылом.

Не оставляет сомнения, что возобновление структурного роста Покровского поднятия имело место в течение мезозоя перед нижневолжской трансгрессией и в более позднее время. Известно, например, что на юге Куйбышевского Заволжья, к востоку от Покровки, амплитуда донизневолжского размыва достигает 110—195 м для различных пунктов. Размытыми оказались отложения оксфорд-киммериджа, келловей, бата, триаса и частично татарского яруса. На Покровской площади с этим размывом, видимо, связано также отсутствие отложений келловей и верхней части бата. К востоку от Покровки, в районе Западного Общего Сырта, также известен большой по времени континентальный перерыв в осадконакоплении между нижневолжскими и нижнемеловыми (аптскими) породами. Последние отсутствуют на Покровском поднятии, но установлены⁵ в 25 км юго-западнее от него в межструктурном прогибе. Это обстоятельство наряду с учетом распространения апата на Западном Сырте свидетельствует о первоначальном присутствии его и на Покровском поднятии.

Наиболее значительным этапом формирования Покровского поднятия явилась преакчагыльская фаза альпийского тектогенеза. За время ее район Покровки поднялся на значительную высоту, о чем свидетельствуют колебания в залегании подошвы отложений плиоцена на абсолютных высотах от плюс 15—89 м до минус 20—240 м в долине Палсволги, расположенной восточнее.

Доакчагыльская фаза значительно усилила локальные поднятия, придала

⁵ Кукусев А. И. и Егоров Н. А. Результаты аэрогеологических работ Безенчукской партии. Отчет за 1949 г.

им современный вид. Но на этом их развитие не закончилось: процесс формирования, связанный с восходящими движениями, продолжался и в древнечетвертичное время. Движения древнечетвертичного времени запечатлены в сокращении мощностей аллювиальных отложений в сводах Безенчукской, Звенигородской, Натальинской и других структур, расположенных в западу от Покровки. В своде Покровского поднятия мощность этих отложений 0—5 м, на крыльях 20—50 м.

Таким образом, анализ расположения мощностей девона, карбона и перми на Покровском поднятии а также учета перерывов в разрезе дает основание для следующих выводов.

1. Формирование Покровского поднятия связано с многофазными неравномерно колебательными вертикальными движениями фундамента, происходившими одновременно с накоплением осадков в течение палеозоя, мезокайнозоя и древнечетвертичного времени. Начало этих движений относится к верхнефранскому времени.

2. Относительно энергичные движения, образующие поднятия, связанные с герцинским циклом тектогенеза, имели место в верхнефранский век, в конце турнейского века и в угленосное время, в конце окского века и в тарусское время, в конце башкирского века и верейское время, в конце нижнепермской эпохи.

3. Более мощные движения, с которыми было связано усиление поднятия, относятся к альпийскому циклу тектогенеза. Отдельные фазы его проявились в период от конца верхнепермской до среднеюрской эпохи — батского века, к концу оксфорд-киммериджского века, к концу нижневолжского века, к доакчагыльскому веку.

Только что отмеченные положения, касающиеся Покровского поднятия, полностью согласуются с представлениями А. А. Бакирова (1951 г.) и Н. Ю. Успенской (1952 г.) о ведущей роли фундамента в образовании структур третьего порядка и подтверждают правильность их взглядов.

Не оставляет сомнения, что многопластовые залежи Покровского место-

рождения обусловлены многофазными волнообразными колебательными движениями.

В свете этого перспективность нефтеносности Покровского месторождения отмеченными выше девятью пластами не исчерпывается. Согласно показаниям газового кароттажа заслуживают внимания как объекты для опробования отложения нижней части серпуховского подъяруса, основание каширского горизонта и верхняя половина верейского горизонта.

По аналогии с Покровским месторождением многопластовые залежи можно ожидать на ближайших к нему хорошо выраженных поднятиях (Краснополянская и Хворостянская зоны). Такое предположение следует из того, что их формирование проходило в идентичных условиях с Покровским поднятием. Но в отличие от последнего в районе Хворостянки и Красной Поляны нефтеносным может быть терригенный девон.

ЛИТЕРАТУРА

Архангельский А. Д. Среднее и Нижнее Поволжье. Материалы к его тектонике. Землеведение, кн. IV, 1911.

Бакиров А. А. Главнейшие черты геотектонического развития внутренней части Русской платформы. Сб. «К геол. центр. обл. Русской платформы». Гостехиздат, 1949.

Губкин И. М. Урало-Волжская нефтеносная область «Второе Баку». Изд. АН СССР, 1940.

Мазарович А. Н. Геологическое строение между г. Куйбышевым и Орейбургом. БМОИП, нов. сер., отд. геол., т. XIV (6), 1936.

Николаев Н. И. К вопросу о тектонике и стратиграфии Саратовского и Самарского Заволжья. БМОИП, т. XI (2), 1933.

Трушкин П. Г. Тектоническое строение и нефтеносность палеозойских отложений юга Куйбышевского Заволжья. Автореферат.

Шатский Н. С. Очерки тектоники Волго-Уральской нефтеносной области и смежной части западного склона Южного Урала. Изд. МОИП, 1943.

Успенская Н. Ю. Некоторые закономерности нефтегазоаккумуляции на платформах. Гостоптехиздат, 1952.

* * *

П. Н. МАКСИМОВ

Некоторые особенности газонефтяных залежей¹

При разведке и эксплуатации газонефтяных залежей Тимано-Печорской нефтегазонасной области выявляются некоторые их особенности.

Эти особенности проистекают из количественных соотношений между газом и нефтью и условий их размещения в пористых породах-коллекторах.

Выявление указанных особенностей может помочь разобраться в важнейших вопросах нефтяной геологии и, в частности, в процессах формирования газовых и нефтяных месторождений.

¹ Печатается в порядке обсуждения.

К. А. Машкович [4] в своей статье изложил точку зрения на вероятные условия формирования некоторых газонефтяных залежей Южного Тимана, основываясь на материалах по этому району, где он являлся одним из ведущих геологов.

Рассматриваемые газонефтяные месторождения приурочены к цепи мелких кулисообразных поднятий на площади приподнятого западного борта депрессии между Уральской системой и Тиманом (Печорская депрессия).

Особенности структурного строения указанного борта депрессии определяются характером примыкания к Рус-

ской платформе и сопряжения тектонических сооружений разного возраста в районе Южного Тимана.

В своде структурных поднятий, с которыми связаны описываемые К. А. Машковичем, а также разбираемые в настоящей статье газонефтяные месторождения, на поверхности обнажаются отложения среднего карбона, а крылья последовательно слагаются верхним карбоном и нижней и верхней пермью.

Продуктивные пласты, залегающие в интервале 950—1150 м, относятся к живетскому ярусу среднего девона и нижней части франского яруса (пашийские слои) верхнего девона.

Довольно мощный продуктивный пласт (до 30 м) в отложениях живетского яруса представлен мелко- и среднезернистыми, хорошо отсортированными песчаниками с мелкой кварцевой галькой, в верхней части — алевролитами с растительными остатками и тонкими прослоями песчаников. Этот пласт залегает непосредственно на немой карбонатной толще, относимой условно к нижнему девону. От вышележащих пашийских отложений пласт отделяется глинистыми известняками, глинистыми сланцами и аргиллитами мощностью 40—60 м.

Продуктивные пласты в отложениях пашийских слоев отделены друг от друга глинистыми сланцами и представлены мелко- и среднезернистыми песчаниками с прослоями алевролитистых глин и серых глинистых сланцев.

Верхняя часть разреза франского яруса представлена глинистыми сланцами и глинами с тонкими прослоями глинистых известняков, алевролитов и мелкозернистых песчаников.

Выявленные залежи приурочены к пластам песчаников. Это значительные по площади газовые скопления, окаймленные нефтяными оторочками и, следовательно, относящиеся к типу газонефтяных залежей.

Начало формирования структур западного борта депрессии относится, по видимому, ко времени отложения пашийских слоев нижнефранского горизонта верхнего девона. Это подтверждается наличием своеобразных песча-

ных полос в отложениях двух верхних пашийских слоев, в плане как бы огибающих отдельные структурные поднятия. Такие полосы можно рассматривать как мелководные прибрежные осадки, отлагающиеся в условиях воздымания отдельных участков дна мелкого нижнефранского моря. В этих случаях пласты промышленно продуктивны не на всей площади развития пашийских отложений, а только в границах песчаных полос.

К одной из таких песчаных полос приурочено, в частности, рассматриваемое в настоящей статье месторождение.

Последующие события в Уральской геосинклинали, включая возникновение Уральской складчатой системы и Предуральского прогиба, а также движения в области Печорской депрессии не отразились на общем плане расположения девонских структурных зон.

Формирование самой Печорской депрессии, начавшееся предположительно в рифее, видимо, сопровождалось в девоне расколами в кристаллическом фундаменте с эффузией масс диабазового состава и вулканической деятельностью.

Поднятие всего района, связанное в пермское время с Уральской складчатостью и захватившее депрессию, вызвало напряжения в толще пород на границе достаточно консолидированной молодой платформы, представленной рифейскими образованиями Тимана. Такие напряжения выражались дифференцированными движениями отдельных блоков фундамента по древним сколам, причем в эти движения были вовлечены ранее смятые породы девонского осадочного чехла. Рассматриваемые поднятия восточного борта Печорской депрессии обладают чертами складчато-глыбовых структур, выделенных в свое время В. А. Обручевым. Строение каждого сравнительно крупного блока по кровле продуктивной толщи девона определяется положением на площади блока девонских поднятий, связанных с рельефом сланцев фундамента.

Детальными работами обнаруживаются в пределах блоков мелкие на-

рушения типа сбросов с незначительными амплитудами смещений (обычно меньше мощности пластов), имеющие подчиненное значение. Газонефтяные месторождения связаны с коробчатыми слабо выраженными куполами. В некоторых случаях поднятия ограничены крутыми сбросами, фиксирующими, по-видимому, положение сколов фундамента, по которым происходили движения отдельных его блоков.

Стремление обязательно представить рассматриваемые структурные поднятия как типичные складки не только является необоснованным, но влечет за собой неправильную трактовку их строения и вопросов распределения в их недрах газа, нефти и воды. Так, например, неувязки, возникающие при структурных построениях, решаются проведением многочисленных сбросовых нарушений, а затем, принимая безусловным положение таких нарушений, их наличием начинают объяснять разные явления в залежах газа и нефти. Любопытно проследить во времени за изменением представлений о структурном строении площади, на которой расположено одно из газонефтяных месторождений, соседнее с описанным К. А. Машковичем в его статье.

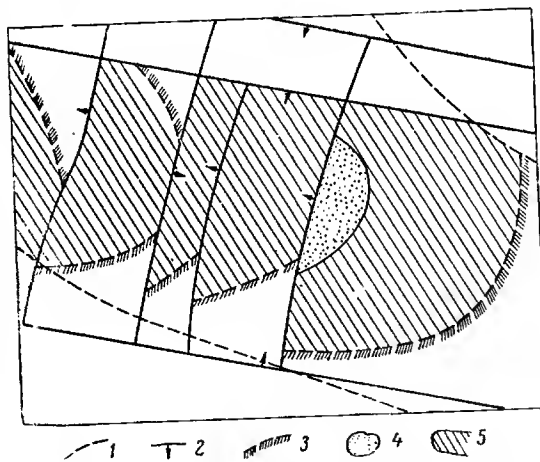


Рис. 1. Схема распределения нефти и газа в начале разведки месторождения.

1 — границы песчаной полосы; 2 — сбросы; 3 — контур водоносности; 4 — газополья нефтеносной площади; 5 — нефть.

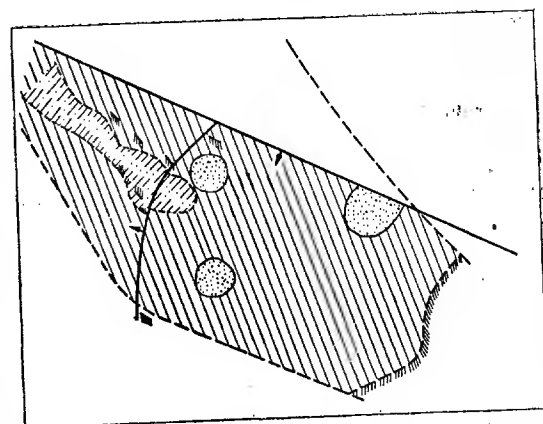


Рис. 2. Схема распределения нефти и газа по завершении разведки месторождения.

1 — границы песчаной полосы; 2 — сбросы; 3 — контур водоносности; 4 — газополья нефтеносной площади; 5 — участок пережима песчаной полосы и отсутствия песчаников; 6 — нефть.

Поднятие, изображенное на рис. 1, является двойником месторождения, описанного в статье Машковича (рис. 1). На рис. 1 нашей статьи изображена хорошо выраженная складка, разбитая сбросами двух направлений на отдельные изолированные блоки с самостоятельным распределением на площади каждого из таких блоков газа, нефти и воды. На рис. 2 показано строение той же площади после окончания разведки. Была выявлена слабо выраженная моноклираль с мало заметным структурным изгибом. Участок оказался нефтеносным с подчиненными скоплениями газа.

При проектировании бурения для этой площади руководствовались структурным построением (рис. 1) с соответствующим размещением скважин, включая и нагнетательные.

При эксплуатационном разбуривании отдельные нагнетательные на воду скважины дали нефть, а некоторые из ожидаемых нефтяных оказались обводненными, газоносными или сухими. Пришлось перестраивать на ходу всю систему разбуривания залежи.

Скопления нефти оказались приуроченными к развитию одной из песчаных полос, о которых упоминалось выше. Песчаники относятся к нижней ча-

сти одного из пластов пашийских отложений, изолированного со всех сторон глинами.

Песчаные коллекторы на отдельных участках отличаются неоднородностью состава, а поэтому различной пористостью и проницаемостью. К краям полосы, а также на участках пережимов песчаники становятся мелкозернистыми и более глинистыми, что устанавливается при построении карт равных мощностей песчаников и величин максимальных значений депрессии PS (потенциал-зонд). Именно на этих участках мелкозернистых песчаников с малой проницаемостью в отдельных скважинах была встречена вода. Это объясняется особенностями поведения воды и нефти в коллекторах разной зернистости в силу различия величины поверхностного натяжения и вязкости воды и нефти, а также процессами, происходящими на контакте воды и нефти [1, 3, 5, 7]. Поэтому разница (незначительная) в абсолютных отметках глубины появления воды в отдельных скважинах при вскрытии пласта не требует наличия изолирующих сбросов.

Изолированные газонесные поля в пределах нефтеносной площади приурочены к участкам местных небольших повышений кровли песчаников с хорошей проницаемостью, но в условиях изолированности их от остальной площади песчаниками малой проницаемости. В ходе формирования залежи более подвижный газ часто с некоторым количеством воды проникает на эти участки, для вязкой же нефти «барьер» оказывается непроходимым. На соседнем нефтяном месторождении попытка закачки газа в такую изолированную газовую скважину результатов не дала. Возможна также и некоторая «запечатанность» изолированного скопления газа в результате взаимодействия газа и нефти с водой в мелкозернистых породах «барьера».

Есть все основания считать, что цепочка структурных поднятий вдоль восточного борта прогиба представляет единую в гидродинамическом отношении систему, которая закономерно погружается с северо-запада на юго-восток. В пределах этой системы наблю-

дается последовательное размещение в приподнятой части газовых и затем газонепфтяных скоплений с увеличением роли нефти по мере дальнейшего погружения.

По К. А. Машковичу миграция углеводородов произошла в условиях таких давлений и температур, когда нефть была полностью растворена в газе, и в этом виде углеводороды заняли поры коллекторов соответствующих структурных ловушек. Затем эти залежи были нарушены системой дизъюнктивных дислокаций, относящихся к более позднему этапу формирования структурных элементов района. При дальнейшем поднятии и денудации в каждом отдельном блоке произошли процессы ретроградной конденсации с образованием газонепфтяных залежей. К сожалению, К. А. Машкович не увязывает этих процессов во времени. Если миграция углеводородов произошла в период максимальных напряжений в Уральской геосинклинали, то неясно, к какому времени он относится возникновение дизъюнктивных дислокаций и по каким путям до этого происходила миграция. Раньше всего давление снижалось в наиболее повышенных частях общей системы структурных зон, и, следовательно, там должны были сформироваться месторождения нефти, а вниз по погружению процессы конденсации должны были задержаться, и на большей глубине следовало бы ожидать конденсатные газовые месторождения. В описываемом районе, как это указывалось выше, распределение газовых и нефтяных залежей происходит в обычном порядке: в повышенных частях всей системы фиксируются залежи газа, а по мере погружения появляются газонепфтяные и нефтяные залежи.

Наиболее благоприятными путями миграции являются сбросовые нарушения. В частности, в одной из скважин непосредственно у крупного сброса (рис. 3 статьи Машковича) вскрыта нефть в том же пласте, что и на приподнятой части.

В других соседних скважинах на опущенном блоке песчаники и нефть не обнаружены.

Необходимо учесть, что в литологически замкнутые песчаные полосы углеводороды могли в первую очередь мигрировать именно по нарушениям. Необходимо отметить, что даже в настоящее время на отдельных участках нарушения проявляют себя обводнением отдельных скважин. Так, например, в литологически замкнутой нефтяной залежи в процессе интенсивной эксплуатации и снижения динамического пластового давления до 50% от начального скважины, расположенные вдоль крупного сброса, стали быстро обводняться высокоминерализованной водой, не характерной для данного пласта. По-видимому, перепад давления позволил воде, поступающей по сбросу из нижних водоносных горизонтов, преодолеть сопротивление среды, и нефтяной пласт, до этого почти безводный, начал обводняться.

В своем обосновании наиболее вероятных путей образования газонефтяных залежей К. А. Машкович ссылается также на М. Маскета и на его «точное» определение давлений, при которых будут происходить процессы конденсации.

К высказываниям американских геологов приходится относиться с некоторой осторожностью в силу излишней категоричности и универсальности определений, не всегда достаточно обоснованных. Так, например, исследования В. П. Савченко [6] вносят поправку в универсальность процесса конденсации, показывая, что растворение нефти в газе может произойти только при газонасыщенности разреза.

Что касается разности удельных весов нефтей разных пластов и участков, на которую указывает К. А. Машкович, то выяснилось следующее. В газонефтяных скоплениях, где незначительные по мощности нефтяные оторочки располагаются на контакте газ — вода, отмечается явление «испарения» нефти, при котором омывание нефти газом приводит к обогащению такого газа некоторыми легкими углеводоро-

дами нефти с повышением удельного веса газа при одновременном повышении удельного веса нефти и ее вязкости. В зависимости от интенсивности этого процесса нефти одного и того же пласта на разных участках могут различаться по удельному весу и вязкости. Нефти чисто нефтяных залежей при небольших количествах свободного газа являются более легкими, чем нефти того же пласта в газонефтяных скоплениях при наличии газовых шапок.

Значительное повышение удельного веса газа в газовых залежах вблизи контура газоносности может указывать на наличие нефтяной оторочки.

Предложенная К. А. Машковичем концепция о ходе формирования некоторых газонефтяных залежей, основанная на не подтвержденных практикой тектонических построениях, не может быть принята в качестве рабочей гипотезы.

В печати следует уделять больше внимания особенностям конденсатных месторождений, чтобы помочь геологам, работающим по разведке и разработке газовых и нефтяных месторождений.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газиев Г. Н. и Карганов И. И. Эксплуатация нефтяных месторождений. Азнефтеиздат, 1950.
2. Козленко С. П. Историческая тектоника и вопросы формирования промышленных залежей нефти и газа. Нефт. хоз., № 9, 1955.
3. Козлов А. Л. и Минский Е. М. Основные принципы рациональной разработки газовых месторождений. Тр. ВНИИГАЗ, вып. 5. Гостоптехиздат, 1953.
4. Машкович К. А. Вероятные условия формирования некоторых газонефтяных залежей. Нефт. хоз., № 2, 1955.
5. Мелик-Пашаев В. С. Окислительные процессы и увеличение удельного веса нефти в приконтурной зоне нефтяных залежей. Нефт. хоз., № 9, 1955.
6. Савченко В. П. Вопросы формирования нефтяных и газовых залежей. Нефт. хоз., № 5, 1952.
7. Табасаранский З. А. О происхождении так называемых висячих залежей нефти. Нефт. хоз., № 3, 1955.

* * *

Ф. С. КУЛИКОВ

Габбро-диабазовые интрузии в додевонских отложениях Башкирии

НА ряде площадей Башкирской АССР разведочными скважинами были пройдены габбро-диабазы большой мощности, залегающие, очевидно, в виде пластовых интрузий в толще додевонских осадочных образований.

Габбро-диабазовые породы, вскрытые первыми скважинами на Орьебашской площади, были приняты нами за докембрийские. К. Р. Тимиргазин, исследовавший эти породы, также принял их за породы кристаллического фундамента платформы и продолжительное время считал докембрийскими.

Скв. 14 и 22 Орьебашской площади вскрыли габбро-диабазы непосредственно под живетскими отложениями и углубились в них соответственно на 14 м (2059—2073 м) и 72 м (2010—2082 м). Вскрытие габбро-диабазов под живетскими отложениями было истолковано нами как открытие нового выступа кристаллического фундамента, который должен был соответствовать в структурном отношении приподнятому положению девонских, каменноугольных и пермских слоев. Скважины, расположенные южнее, севернее и восточнее скв. 14 и 22 и пробуренные на большую глубину, габбро-диабазов не встретили. Поэтому было высказано предположение, что поднятие фундамента платформы располагается западнее скв. 14 и 22 на Акинсеевской площади. По данным структурно-поискового бурения и по материалам сейсмической разведки на Акинсеевской площади вырисовывалось большое поднятие, как бы подтверждавшее наши предположения о наличии древнего докембрийского выступа.

Все эти данные были положены в основу проекта разведки Акинсеевской площади для поисков залежей нефти в девоне и карбоне. На большой площади был пробурен ряд скважин, но докембрийских пород под живет-

скими отложениями они не встретили; ими был пройден обычный разрез, сложенный бавлинскими терригенными образованиями.

По окончании бурения первых разведочных скважин на Акинсеевской площади и глубоких скважин, расположенных вблизи скв. 14 и 22, стратиграфическое положение и приуроченность габбро-диабазов к докембрию были поставлены под сомнение.

Образцы габбро-диабазы из скв. 14 Орьебашской площади и скв. 5 Старо-Петровской площади были исследованы В. П. Флоренским и названы им габбро-диабазы глубинного, интрузивного типа.

Образцы состоят из крупнозернистой темносерой породы без видимых следов разрушения. В них не видно разгнейсования, характерного для докембрийских пород кристаллического фундамента. Структура породы офитовая; для нее характерен идиоморфизм удлиненных зерен плагиоклазов по отношению к другим минералам. Моноклинные пироксены образуют, кроме того, зерна с призматическими очертаниями; вследствие этого структура породы может быть названа призматически-зернистой разновидностью офитовой структуры.

Главную массу породы составляют плагиоклаз (до 60%) и моноклиновый пироксен (30%); значительно меньше ромбического пироксена, обычно разрушенного и замещенного хлоритом; подчиненное значение имеет оливин, зерна которого сохранились в свежем состоянии. Кроме того, в породе встречаются кварц, биотит, рудные и вторичные минералы.

Поскольку петрографические исследования габбро-диабазов тщательно проведены только по образцам, взятым из скв. 14 и 22 Орьебашской и скв. 5 Старо-Петровской площадей, где по-

роды эти не были пройдены полностью, говорить о возрасте интрузий было трудно. Надо полагать, что возраст габбро-диабазовых интрузий наиболее молодой из всех известных нам интрузий в восточной части Русской платформы.

В северной части Башкирии габбро-диабазы вскрыты разведочными скважинами в трех стратиграфически различных интервалах разреза.

Скв. 14 и 22 на Орьбашской площади габбро-диабазы вскрыты под живетскими морскими образованиями. Скв. 57 Орьбашской и скв. 5 Старо-Петровской площадей вскрыли один пласт в низах бавлинской свиты, а другой в терригенно-доломитовой толще, залегающей ниже. Следовательно, интрузии габбро-диабазов повторялись неоднократно и в разное время. Наиболее молодой интрузией следует считать, конечно, самую верхнюю, т. е. ту, которая была обнаружена под живетскими отложениями в скв. 14 и 22 на Орьбашской площади.

В скв. 14 на габбро-диабазе залегает пласт песчаника живетского яруса по времени образования, возможно, такатинский; бавлинские отложения здесь не встречены. В скв. 22 габбро-диабазы также залегают под живетскими кварцевыми песчаниками и алевролитами, но на контакте с габбро-диабазом имеются и бавлинские алевролиты.

Таким образом, верхняя, наиболее молодая интрузия габбро-диабазов приурочена к перерыву между девонской и додевонской эпохами, иначе говоря, ко времени силур — нижний девон. К сожалению, всю мощность этих габбро-диабазов пройти не удалось. Габбро-диабазы, встреченные в скв. 14 и 22, больше нигде встречены не были. Они не обнаружены даже в скв. 17 и 18, расположенных вблизи скв. 14 и 22, хотя эти скважины прошли по бавлинским и терригенно-доломитовым породам более 200 м.

Вторая, более древняя интрузия габбро-диабазов, как было указано выше, установлена в скв. 5 на Старо-Петровской площади в интервале

2550—2556 м и в скв. 57 на Орьбашской площади в интервале 2212—2232 м. Эти габбро-диабазы имеют небольшую мощность и стратиграфически приурочены к низам бавлинской толщи. Они также не были встречены в других скважинах, за исключением скв. 3 на Байкибашевской площади, удаленной от Орьбашской и Старо-Петровской на десятки километров. Но там эти породы полностью пройдены не были, поэтому говорить об их стратиграфической приуроченности пока нельзя.

Вторая пластовая интрузия габбро-диабазов перекрыта толщей терригенных пород мощностью до 79 м в скв. 57 на Орьбашской площади, 570 м в скв. 5 на Старо-Петровской площади и до 525 м в скв. 3 на Байкибашевской площади.

Третья, самая древняя интрузия габбро-диабазов вскрыта в скв. 5 на Старо-Петровской площади и полностью пройдена в скв. 57 на Орьбашской площади в интервале 2313—2388 м и в скв. 27 на Надеждинской площади в интервале 2237—2435 м. В обеих скважинах под габбро-диабазом вскрыты красные терригенно-доломитовые породы, очень плотные, твердые, слоистые. Третья пластовая интрузия габбро-диабазов стратиграфически приурочена к терригенно-доломитовой толще древнего палеозоя.

Она покрывается толщей осадочных пород додевонского возраста мощностью 695 м в скв. 5, 311 м в скв. 57 и 341 м в скв. 27. Ниже интрузии вскрыты отложения терригенно-доломитовой толщи. Это доказывает интрузивный характер габбро-диабазов, не связанных с фундаментом платформы. В скв. 57 под нижними габбро-диабазом пройдено 171 м осадочных пород терригенно-доломитовой толщи, по возрасту, видимо, отвечающей минь-ярской свите из комплекса древних свит западного склона Урала.

Следует отметить, что габбро-диабазы распространены не всюду. Так, например, на Байкибашевской площади скв. 4, удаленная на север от скв. 3 всего на 25 км, пройдя более 700 м додевонских отложений, габбро-диабаз

зов не обнаружила. Скв. 4 на Уржумовской площади, расположенная в 70 км юго-восточнее скв. 3 Байки-башевской площади, дойдя до глубины 2404 м и вскрыв более 700 м нижнепалеозойских пород, габбро-диабазов также не встретила. Не были встречены габбро-диабазы и в скв. 1 на Каировской площади в восточной части Уфимского плато, хотя скважина прошла в нижнепалеозойских отложениях более 300 м.

Как уже отмечалось, вторая интрузия габбро-диабазов пройдена скв. 5 и 57. Следует отметить, что мощность осадочного комплекса, лежащего между нижними и верхними габбро-диабазами, равна в обеих скважинах 81 м. Это совпадение мощности может свидетельствовать об одновременном образовании габбро-диабазовой интрузии на обеих площадях.

Мощность интрузий в скв. 5 и 57 различна и составляет соответственно 6 и 33 м.

Наиболее мощной пластовой интрузией габбро-диабазов является нижняя; она широко распространена по площади Башкирии и относится к наиболее раннему проявлению интрузивного процесса, проходившему периодически в древнепалеозойское время на платформе.

Таким образом, установлено, что вскрытые габбро-диабазы, которые раньше геологи считали докембрийскими, являются более молодыми и, главное, ничего общего не имеющими с кристаллическими породами фундамента. На самом деле это пластовые интрузивные тела, внедренные в толщу додевонских палеозойских пород.

Эта ошибка повлекла за собой другие, более серьезные ошибки, приведшие к неправильным структурным построениям. Не следует забывать, что эти же габбро-диабазы интрузивного типа вскрыты на Корейкубовской, Чекагушевской и других площадях, где их рассматривали как докембрийские кристаллические породы. Это представление клало в основу структурных построений огромной территории, связывая вскрытые кристаллические породы с определенной унаследователь-

ностью выступов фундамента в структуре вышележащего комплекса осадочных образований.

Подобные структурные построения производили и в Молотовской области, и в Удмуртской АССР, и в других районах Русской платформы. Неправильное толкование возраста вскрытых габбро-диабазов и ошибочные выводы в связи с этим о структуре фундамента платформы восточнее Татарского свода приводили к неточному заложению разведочных скважин на поиски структур туймазинского типа и связанных с ними залежей нефти в девоне. Этого неправильного толкования можно было избежать, если бы некоторые хозяйственные и технические руководители предприятий нефтяной промышленности не требовали прекращения бурения скважин при вскрытии первого десятка метров кристаллических пород. Вскрытые полностью на Орьбашской и Надеждинской площадях габбро-диабазы безусловно должны послужить уроком многим геологам и руководителям трестов и объединений.

Рассмотрим вопрос о природе габбро-диабазовых интрузий. Нам представляется, что габбро-диабазы, прорванные и вскрытые многими скважинами в Башкирии и в других районах платформы, нельзя рассматривать как жильные, связанные с фундаментом и образовавшиеся в результате прорыва или разломов толщи осадочных пород древнего палеозоя на тех площадях, где они обнаружены разведочными скважинами.

В этом случае казалось бы слишком странным удачное многочисленное падание скважин в дайки интрузий габбро-диабазов. К тому же прорыв или разлом мощной толщи осадочных пород древнего палеозоя мало вероятен в условиях спокойного залегания последних. Нигде не обнаружено на площадях, где вскрыты диабазы, каких-либо нарушений. Вероятнее всего, габбро-диабазы являются продуктом неоднократных интрузивных процессов в области выступов фундамента платформы, располагавшихся на территории современного Татарского свода.

Эти интрузивные процессы, проходившие в древнепалеозойское время с различной интенсивностью, давали огромные массы лавы, распространявшейся на далекие расстояния от очагов интрузивной деятельности, связанной с разломами в фундаменте, обнажавшемся на дневной поверхности. Лава, вероятно, продвигалась полосой, размер которой на отдельных участках мог быть значительным. Вследствие этого фронтальная линия габбро-диабазовых пластовых интрузий может быть очень неровной и местами сужаться до нескольких километров.

Неясными остаются пока физико-географические условия, при которых происходило движение лавы. Эти условия могли быть континентальными или мелководными. Последние более вероятны потому, что непосредственно под габбро-диабазами скважины вскрывают нормально наслоенные породы (песчаники, аргиллиты и доломиты), образованные в условиях водных просторов.

По мощности габбро-диабазов и их монолитности можно судить о размерах и силе интрузивных процессов.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что фундамент Русской платформы восточнее Татарского свода еще нигде не вскрыт, глубина залегания докембрийских пород на территории, расположенной между Татарским сводом и Уралом, пока еще неизвестна. Все структурные построения, произведенные по габбро-диабазам, принятым за докембрийские породы фундамента, на территории Башкирии восточнее Татарского свода не имеют под собой какой-либо основы.

Для установления глубины протерозойских пород и изучения разреза древнепалеозойских пород необходимо бурение разведочных или опорных скважин глубиной 4000 м и более. Следует иметь в виду, что на площади, расположенной между Уралом и Татарским сводом, возможно распространение древних толщ Урала. Изучение в связи с этим нефтеносности древнепалеозойских пород, лежащих на докембрийском фундаменте, встретит значительные трудности.

С нашей точки зрения поручать задачу вскрытия фундамента платформы и изучение нефтеносности древнепалеозойских пород разведочному бурению нецелесообразно. Ее следует возложить на скважины опорного бурения.

Объединение Башнефть ведет бурение разведочных скважин на вскрытие докембрия. Эти скважины стоят обычно в два и более раза больше обычной разведочной девонской скважины. Кроме того, на бурение их затрачивается очень много времени. Но, как правило, такие скважины не достигают цели. Забои их обычно остаются в неизвестных стратиграфических горизонтах древнепалеозойских пород на неопределенном расстоянии от поверхности кристаллического фундамента. Следовательно, бурить такие скважины нецелесообразно. Это лишь задерживает подготовку и разведку нефтеносных площадей.

Исходя из изложенного, мы предлагаем пробурить несколько опорных скважин в различных районах Башкирии для выяснения геологического строения недр вплоть до кристаллического фундамента платформы.

* * *

П. К. ГУРЬБА

Трещиноватость нефтесодержащей менилитовой толщи на Долинском месторождении

Некоторые данные, полученные при изучении физических параметров кернов, взятых из толщи менилитовых сланцев на Долинском месторождении (Западная Украина), дают возможность предполагать наличие трещин в этих породах.

1. Сопоставляя данные абсолютной проницаемости, полученные при исследовании скважин и при проведении лабораторных работ, нетрудно заметить между ними значительные расхождения (табл. 1).

При исследовании скважин проницаемость определяли в предположении, что нефтеотдача продуктивной менилитовой толщи всюду одинакова.

2. При изучении запарафинированных образцов пород Долинского месторождения наблюдалось следующее явление: многие образцы скалывались не там, где было приложено зубило, а совершенно в другом направлении. На плоскостях скалывания часто были видны следы нефти. В аргиллитах нередко наблюдались плоскости скольжения.

Определяя нефтенасыщенность таких образцов, мы получали суммарное содержание нефти и связанной воды в них, превышающее 100% от высчитанного объема пор.

Это могло произойти в том случае,

когда кусочек породы, по которому определяли нефтенасыщенность, имел больше трещин, чем образец, по которому высчитывали пористость.

Эффективная пористость таких образцов, определяемая методом насыщения их под глубоким вакуумом и проверенная методом насыщения под давлением 15 ат, близка к абсолютной пористости. Например, в керне, взятом с глубины 2113—2118 м из скв. 40, абсолютная пористость песчаника равна 7,6%, эффективная пористость 6,48%. В керне с глубины 2171—2176 м абсолютная пористость алевролита 6,7%, эффективная пористость 6,05%. На шлифах этих двух образцов замечены зияющие трещинки (рис. 1; $\times 15$).

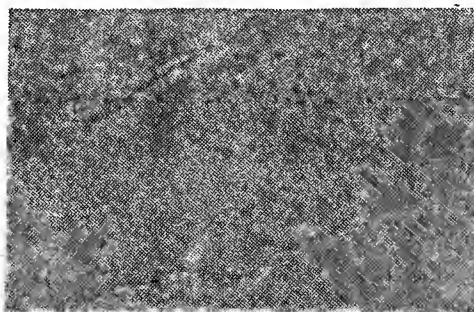


Рис. 1.

Таблица 1

Метод определения проницаемости	Проницаемость по скважинам, в миллиарды						
	11	17	18	27	28	14	40
По кернам	<1,0	<1,0	<1,0	Есть интервалы с проницаемостью 26 миллиарды	<1,0	<1,0	<0,1
По Назарову	1,95	0,32	6,27	3,3	2,9	1,93	—
По индикаторной кривой	2,15	—	5,72	2,86	4,4	2,7	—

Для образцов пород, в которых не было замечено трещинок (ни в шлифах, ни на аншлифах), значения эффективной пористости значительно отличались от абсолютной пористости.

3. При изучении шлифов пород в аргиллитах обнаружено большое количество коротких (в несколько миллиметров) зияющих трещинок, не пересекающихся друг с другом. Ширина трещинок в среднем составляет 8—10 микрон (рис. 2; $\times 12$). Большая часть трещинок заполнена карбонатным или кремнистым материалом. Трещинки часто извилисты, искривлены, с оборванными краями; зияющие трещинки

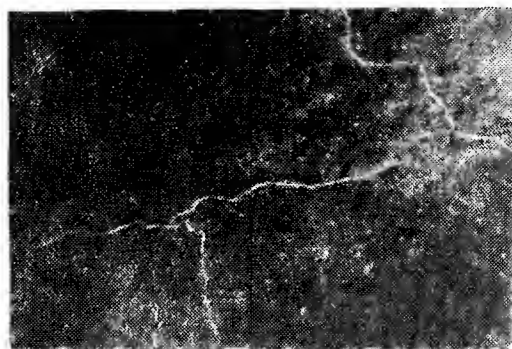


Рис. 2.

с гладкими стенками встречаются редко. Незаполненные трещинки, как правило, очень узки по сравнению с трещинками, заполненными каким-нибудь веществом.

Изучение песчаников в шлифах показало, что зерна минералов, составляющих песчаник, разбиты трещинками, идущими в определенных направлениях. В цементирующем материале трещинки в большинстве случаев не прослеживаются. Наличие трещинок, секущих зерна песчаников или алевролитов, зависит от характера цементирующего вещества.

Трещинки обнаружены в песчаниках с поровым цементом или цементом соприкосновения. В песчаниках с базальным цементом их меньше.

4. При изучении аншлифов аргиллитовых пород были замечены трещинки, которые имели вид изогнутых линий с

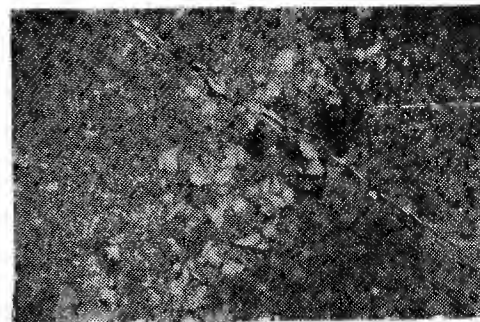


Рис. 3.

оборванными по разрыву краями и располагались параллельно и перпендикулярно сланцеватости.

На аншлифах песчаников трещинки имеют различные протяженность и ширину. Нередко они заполнены карбонатными или другими материалами. Ширина зияющих трещинок до 200 микрон, длина до 1 см. В большинстве зияющие трещинки затухающие. Интересно, что с обратной стороны аншлифа трещинки уже не обнаруживаются.

Зияющие трещинки в песчаниках встречаются:

- а) по плоскостям наслоения;
- б) внутри жилок, заполненных кальцитом, пересекающих более древнюю жилу, заполненную кристаллическим веществом (рис. 3; $\times 15$);
- в) в однородных песчаниках, где трещина сечет породу искривленными линиями (рис. 1 и 4; $\times 15$).

5. Все аргиллиты менилитовой толщи на Долинском месторождении содержат ориентированные чешуйки слюды. Это свидетельствует о процес-

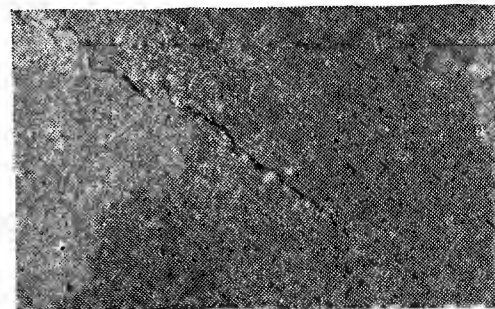


Рис. 4.

сах текучести в этой толще. Текучесть тесно связана с явлениями мелких разломов в породе.

6. При бурении скважин на Долинском месторождении бывают обвалы. Причину обвалов можно также объяснить трещиноватостью, наличие которой подтверждают все проведенные выше данные.

Промышленные запасы нефти на Долинском месторождении приурочены к менилитовой толще, представленной чередующимися песчаниками, алевролитами и аргиллитами. Коллекторами нефти могут быть только песчаники и частично алевролиты. Пористость песчаников в среднем 9%; исключением являются крепко сцементированные, окремневшие пласты. Аргиллиты не могут содержать промышленных запасов нефти из-за низкой проницаемости. Если принять во внимание, что эффективная пористость песчаников близка к абсолютной, то эффективная пористость аргиллитов в несколько раз ниже ее.

Зияющие трещинки, обнаруженные в песчаниках, являются тупиковыми. Насыщаясь нефтью, поступающей из порового пространства, они играют роль дренажных каналов, которые способствуют лучшему притоку нефти в скважины.

Капиллярные трещинки в аргиллитах способствуют перераспределению давлений между слоями песчаников, содержащих промышленные запасы нефти, и являются путями сообщения между ними. Благодаря наличию капиллярных трещинок в аргиллитах все продуктивные пласты песчаников менилитовой толщи создают единый нефтяной коллектор.

Доказательством являются данные о пластовом давлении в различных скважинах. В разрезе Долинского месторождения выделяются четыре продуктивных горизонта.

Пластовые давления в скважинах, эксплуатирующих различные горизонты, должны быть различными. В действительности же это не так.

В табл. 2 приведены данные, которые показывают, что скважины, эксплуатирующие различные горизонты,

имеют почти одинаковое статическое пластовое давление.

Таблица 2

№ скважины	Глубина средней части фильтра, м	Номер эксплуатационного горизонта	Вычисленное статическое пластовое давление, ат	
			1-й замер	2-й замер
2	1700	1	210,7	208,5
5	1750	1—2	262,0	252,5
18	2290	1—2	275,7	277,2
14	2100	2—3	280,2	284,6
11	2180	2—3	288,2	283,7
17		1—4	267,4	
28	2200	2—4	282,1	306,3

Анализ нефтей Долинского месторождения (табл. 3) показывает, что физико-химический состав нефтей, отобранных из различных скважин, почти одинаков для всех скважин, эксплуатирующих различные горизонты.

Следует, однако, отметить, что в скв. 5, эксплуатирующей 1-й и 2-й горизонты, нефть несколько отличается от тех нефтей, которые залегают в нижележащих горизонтах продуктивной менилитовой толщи: она имеет меньший удельный вес, содержит больший процент светлых фракций и вязкость ее несколько ниже. Однако в скв. 18, эксплуатирующей также 1-й и 2-й горизонты, нефть имеет несколько больший удельный вес, чем в других. Остальные физико-химические свойства нефти в скв. 18 аналогичны свойствам нефтей, полученных из других скважин.

Анализы нефтей указывают на то, что все четыре эксплуатируемые горизонта менилитовой толщи являются единым коллектором нефти.

Дебиты нефти скважин Долинского месторождения (табл. 4) значительно отличаются друг от друга.

Расхождения в дебитах можно объяснить не только различной вскрытой мощностью продуктивной толщи, но также наличием в песчаниках различного количества капиллярных тупиковых трещинок, которые способствуют лучшей транспортировке нефти из порового пространства к скважине.

Таблица 3

Показатели	Номер скважины						
		18	27	28	11	17	14
Содержание воды, %	—	0,5	—	—	1,0	—	—
Удельный вес нефти, г/см ³	0,8237	0,8479	0,8395	0,8391	0,8445	0,8372	0,8372
Содержание смол в нефти, %	14	17	18	18	19	16	17
Застывание мазута, °С	36	36	35	36	36	34	35
" нефти, °С	10	—	18	18	19	15	19
Содержание парафина, %	6,12	—	9,85	11,55	10,85	8,79	10,04
Температура вспышки, °С	15	—	18	—	20	19	19
Начало кипения, °С	63	80	77	70	65	70	70
Выход светлых фракций, %:							
при 100°	5	4	4	5,5	2	2,5	2,5
" 150°	18	15	15,5	18	12,5	13	15
Кинематическая вязкость, сст:							
при 20°	8,19	Не истекает					
" 40°	3,90	6,05	5,39	5,02	6,51	5,39	5,58
Глубина средней части фильтра, м .	1750	2290	2150	2200	2180	—	2100
Номер эксплуатируемого горизонта	1—2	1—2	3—4	2—4	2—3	1—4	2—3

Таблица 4

№ скважины . . .	18	17	14	11	2	28	5	27
Дебит, т/сутки . .	70	11,7	30,4	30,2	8,3	62,5	16,0	155

В скв. 27, расположенной в своде Долинской антиклинали, могли возникнуть зияющие трещинки натяжения, тогда как в скважинах, расположенных на крыльях Долинской антиклинали, могли возникнуть трещинки сжатия. Уже отмечалось, что эти трещинки способствовали формированию нефтяной залежи. В настоящее время образовавшиеся ранее трещинки не только не расширяются, но постепенно закупориваются. Поэтому сейчас трудно предсказать, где больше тупиковых трещин — в ядре Долинской антиклинали или на ее крыльях.

Выводы

1. В нефтесодержащей менилитовой толще Долинского месторождения установлено наличие зияющих капиллярных трещин в аргиллитах и тупиковых трещин в песчаниках. Причем в песчаниках иногда трещинами разбиты кварцевые зерна.

2. Благодаря этим трещинам все пласты менилитовой толщи с промышленными запасами нефти сообщаются между собой, создавая единый коллектор нефти.

* * *

Г. И. РУДИН

Об изменениях свойств нефтей в отложениях майкопа и миоцена Керченского полуострова

Проблема закономерного изменения свойств нефтей в зависимости от геологического возраста вмещающих пород разрабатывалась русскими и зарубежными учеными на протяжении десятилетий.

Проблеме эволюции нефти в недрах были посвящены работы М. В. Абрамовича, В. А. Успенского и О. А. Радченко, А. Ф. Добрянского, В. А. Соколова, Г. Д. Гальперна и др. В результате были открыты закономерности, свойственные отдельным месторождениям.

Внимание исследователей привлекла связь качества нефти со стратиграфическим положением вмещающих пластов и глубиной их залегания, а также изменчивость свойств нефти по отдельным пластам от свода складки к ее крыльям.

Связь между химическим составом нефтей и возрастом пласта, в котором залегает нефть, пока не установлена. Разработка этой проблемы не только представляет научный интерес, но и имеет большое практическое значение. Раскрытие закономерностей в распределении типов нефтей по стратиграфическим горизонтам даст возможность судить с генезисе нефти, путях ее миграции, некоторых процессах формирования залежей и тем самым будет способствовать разрешению практических задач поисков и разведки нефтяных месторождений.

Академик И. М. Губкин [2] указывал, что по сходству состава и типов нефтей в двух обособленных стратиграфических горизонтах можно судить о миграции нефти. Таким образом, он допускал существование в недрах связи между свойствами нефтей и стратиграфическими горизонтами.

Однако на основе исследования изменчивости нефтей в общем плане В. А. Успенский и О. А. Радченко [5] пришли к выводу, что «в распределе-

нии разных типов нефтей не наблюдается отчетливой стратиграфической приуроченности, в большей степени оно обуславливается относительной глубиной залегания».

Г. Д. Гальперн [1] попытался сопоставить групповой состав нефтей с возрастом вмещающих пород геологический возраст, но не получил ясной картины, что и заставило его резюмировать свою статью фразой: «Связь между природой нефти и возрастом пласта, в котором эта нефть залегает, пока еще не ясна».

Данные исследований В. А. Успенского, О. А. Радченко и Г. Д. Гальперна, по-видимому, дали повод некоторым исследователям говорить об отсутствии закономерного изменения состава нефтей, встречающихся на различных стратиграфических уровнях в пределах какого-либо одного месторождения нефти.

При исследовании нефтей Керченского полуострова, залегающих в стратиграфических горизонтах, достаточно близких по своему геологическому возрасту, нами обнаружено, что:

а) средний отдел майкопской свиты вмещает нефти удельного веса 0,7983—0,8136, парафинистые, с малым содержанием акцизных смол (7—8%), с ничтожным наличием суммарной серы; по химическому групповому составу эти нефти относятся к метановым нефтям;

б) верхний отдел майкопа содержит нефти удельного веса 0,8494—0,8606, слабо парафинистые, с большим содержанием смол и значительно меньшим содержанием светлых продуктов по сравнению с нефтями среднего отдела майкопа; однако как в той, так и в другой нефти в температурном интервале 60—300° в разных соотношениях представлены все фракции; по групповому составу углеводородов следует

классифицировать их как метано-нафтеносные нефти;

в) в чокракских отложениях обнаружены тяжелые нефти удельного веса 0,9116—0,9310, беспарафиновые, не содержащие бензино-лигроиновых фракций; количество смол и серы примерно в 2—3 раза больше, чем в нефтях майкопской толщи; нефти эти с нафтеносной основой, содержание нафтеносных углеводородов в керосинах иногда достигает 90%;

г) в караганском нефтеносном горизонте присутствуют нефти удельного веса 0,8642—0,9016; наличие акцизных смол колеблется в пределах 8—10% и суммарной серы 0,08—0,10%; нефти содержат 16—20% бензиновых погонов, выкипающих до температуры 200°; по групповому составу они относятся к типу нафтеносно-ароматических нефтей.

В отложениях нижнего майкопа и нижнего сармата на Керченском полуострове встречены очень легкие конденсатные нефти вторичного залегания.

По нашим данным приуроченность нефтей к стратиграфическим горизонтам может быть и не обнаружена, если оценка свойств нефти определялась не по сумме главнейших ее свойств.

Сопоставление же отдельно взятых параметров, характеризующих свойства нефти, закономерного изменения состава нефтей по геологическим горизонтам ясной картины не дает. Характер распределения углеводородов основных рядов по фракциям, выки-

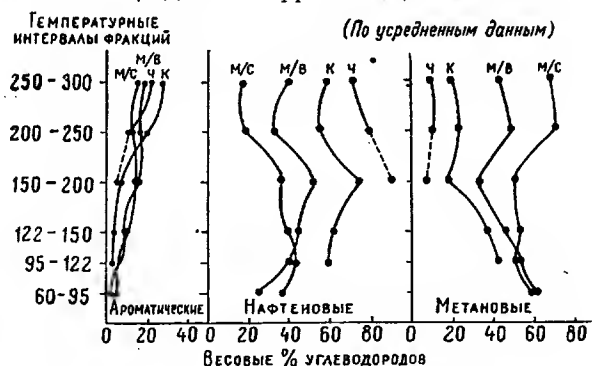


Рис. 1. Кривые изменения группового состава углеводородов фракций различных нефтей.

м/в — нефти верхнего майкопа; м/с — нефти среднего майкопа; ч — нефти чокракской свиты; к — нефти караганского горизонта.

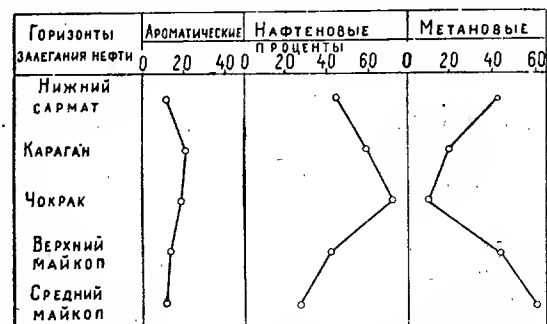


Рис. 2. Кривые распределения по геологическим горизонтам углеводородов фракций нефтей, выкипающих до 300°.

пающим до 300°, позволил нам наилучшим образом выявить закономерные изменения состава нефтей по геологическим горизонтам (рис. 1 и 2).

Кривые количественного изменения углеводородного состава по фракциям (рис. 1) и по геологическим горизонтам (рис. 2) позволяют отметить, что ароматические углеводороды в одних и тех же фракциях различного типа нефтей и при распределении их по геологическим горизонтам претерпевают незначительные количественные изменения.

Содержание углеводородов нафтеносного и парафинового рядов в этих условиях изменяется по-особому, что позволяет легко дифференцировать нефти по геологическим горизонтам.

Вспомогательными параметрами в установлении типа нефтей явились удельный вес нефти, температура затвердевания мазута для косвенного определения содержания парафина в нефти, акцизные смолы и суммарная сера.

При решении этой задачи надо избегать какого-либо единого метода для характеристики нефтей. Например, на Кубани некоторые нефти майкопских отложений отличаются от нефтей эоцена и палеоцена по количеству кислородсодержащих соединений и парафина, в то время как другие основные показатели существенно не различаются.

Поскольку свойства нефтей зависят от многочисленных трудно учитываемых геологических и физико-химических факторов, по-разному воздействующих на нефть, закономерное изменение этих свойств может и не иметь места на ряде месторождений. Например, Г. А. Максимович [4] приводит интересный пример совместного нахождения различных типов нефтей в чокракских отложениях западной части Старогрозненского района. С запада на восток по линии менее 800 м в пяти скважинах он наблюдал следующие типы нефтей: парафинистая, переходная, беспарафиновая немасляная, беспарафиновая масляная. Обратная картина отмечается на месторождении Зыбза — Глубокий Яр Кубано-Черноморской области, где тяжелая однотипная нефть обнаружена в трех горизонтах: чокракском, караганском и сарматском.

Таким образом, закономерное изменение свойств нефтей по четырем геологическим горизонтам на Керченском полуострове не является всеобщим правилом и обусловлено особенностями геологических условий.

Приуроченность типов нефтей к определенным горизонтам в Крыму

дает возможность судить о том, что их образование и скопление в коллекторах протекали, по-видимому, в обособленных стратиграфических условиях.

Выводы

1. Различие химического состава и типов нефтей обособленных горизонтов, близких по своему геологическому возрасту, дает возможность предположить первичный характер залежей нефтей в отложениях среднего и верхнего отделов майкопа, чокрака и карагана на Керченском полуострове.

2. Обнаружена закономерность в распределении типов нефтей по стратиграфическим горизонтам.

3. Намечен метод исследования свойств нефтей при поисках нефтяных залежей.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гальперн Г. Д. Сравнительное исследование нефтей СССР различного возраста. Изв. АН СССР, № 4, ОТН, 1941.
2. Губкин И. М. Учение о нефти. ОНТИ, 1937.
3. Добрянский А. Ф. Геохимия нефти. Гостоптехиздат, 1948.
4. Максимович Г. А. Характер распределения нефтей Старогрозненского района. Грозненский нефтяник, № 5—6, 1932.
5. Успенский В. А., Радченко О. А. К вопросу генезиса типов нефтей. ВНИГРИ. Ленгостоптехиздат, 1947.

* * *

Г. Т. ЮДИН, Я. П. МАЛОВИЦКИЙ

Перспективы нефтегазоносности Бразилии¹

В 1955 г. в Бразилии доказана промышленная нефтегазоносность нового крупного осадочного бассейна. Богатые перспективы нефтегазоносности этой страны могут в недалеком будущем выдвинуть ее в число стран с крупной добычей нефти и газа, пока

же Бразилия испытывает острый недостаток в разведанных запасах нефти и газа. Добыча нефти страны (табл. 1) не компенсирует ее потребности.

В последнее время в Бразилии усилились поиски новых нефтеносных районов в различных частях страны и разведка старого нефтеносного района Ренонкаво.

Геология Бразилии изучена недостаточно. В геологическом отношении Бразилия занимает большую часть Южно-Американской докембрийской платформы, которая в пределах страны расчленяется на ряд крупных кристал-

¹ Статья написана по материалам иностранных журналов: Bull. of the Americ. Assoc. of Petrol. Geologists № 7, 1950—1956 гг. № 8, 1952 г., World Oil, 1955 г. 140 № 6, № 7, J. Oil and Gas 5/1 1949 г., 28/III 1955 г., 30/VII 1956 г., Techniques of Applications du Petrol., 1955 г. IV № 111, Petrol. Press service № 2, 1956 г. и др.

Таблица 1

Добыча нефти и газа в Бразилии

Год	Добыча нефти, тыс. м ³	Добыча газа, тыс. м ³	Потребление** нефте- продуктов, тыс. м ³
1939—1950	156,5	22 416	Данных не имеется
1951	110,5	7 072	6 096
1952	120,0	6 494	7 104
1953	146,5	25 859	8 032
1954	158,6	60 393	9 200
1955	323,5	59 922	10 512
Первое полугодие 1956	203,9*	Нет данных	
Всего добыто на 1/VII 1956 г.	1219,5	182 156	

* Получено пересчетным путем по данным среднесуточной добычи на 30/VII 1956 г.

** По данным *World Oil*, 1955, VI, vol. 140, № 7; Petroleum Press Service, 1956, vol. 23, № 2.

лических массивов и впадин (рис. 1). Север страны занят южным склоном Гвианского массива, в центральной части выделяется Центральный кристаллический массив. Восточную часть страны занимает Восточно-Бразильский массив. Между указанными массивами выделяется ряд впадин, являющихся крупными седиментационными бассейнами. В бассейне р. Амазонки выделяется крупная впадина с глубоким залеганием пород фундамента. В устье р. Амазонки расположена впадина Маражо мезокайнозойского возраста. К юго-востоку от этой впадины, отделяясь от последней докембрийским погруженным хребтом, располагается впадина Мараньян-Пиауи. В юго-западной части страны выделяется крупная Паранская впадина, которая простирается как на юг, в пределы Уругвая, так и на запад, в пределы Аргентины и Парагвая. На северо-востоке Паранская впадина, по видимому, переходит в узкий Арагуайский прогиб, которым разделяются Центральный и Восточно-Бразильский кристаллические массивы. Кроме того, на восточном побережье Бразилии вдоль Восточно-Бразильского массива выделяются северо-восточная и восточная сбросовые ступени, которые представляют собой опущенные по сбросам узкие прибрежные участки с глубиной погружения фундамента до 3500—

4000 м. Довольно глубоко вдаваясь в пределы Восточно-Бразильского массива, располагается узкий и глубокий грабен Баия.

В настоящее время промышленная нефтеносность в Бразилии известна только в пределах двух бассейнов — в грабене Баия и Амазонском бассейне. Остальные впадины являются потенциально перспективными.

Грабен Баия

В этом районе в 1939 г. было открыто первое нефтяное месторождение в Бразилии, названное Лобато¹. До сих пор этот район остается единственной нефтедобывающей областью страны.

По геологическому строению этот район площадью 43 700 км² представляет собой грабен. Подземным выступом метаморфических пород грабен разделен на две небольшие впадины — Северная Баия и Реконкаво. Грабен выполнен в основном терригенными отложениями мелового возраста мощностью около 2400—3200 м; ниже залегают красноцветы, возраст которых не установлен. Меловые отложения несогласно перекрыты, возможно, третичными отложениями, также представлен-

¹ В честь Монтейро Лобато, разоблачившего происки американских компаний, преднамеренно скрывавших благоприятные результаты разведки нефти в стране.

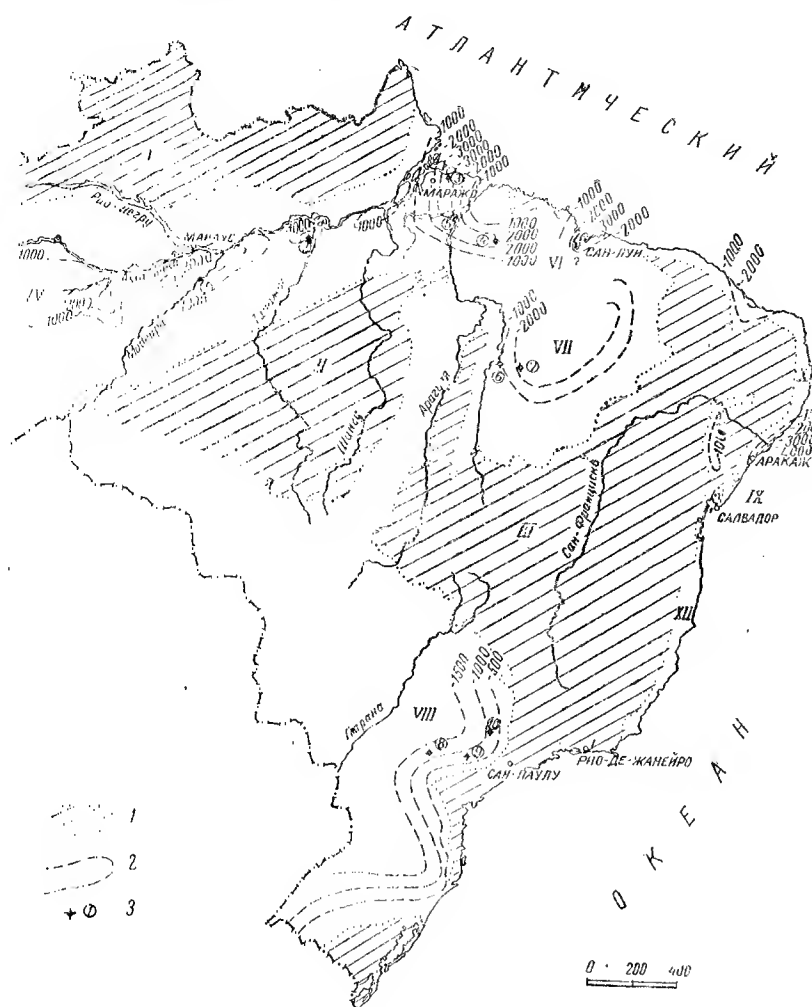


Рис. 1. Тектоническая схема Бразилии.

1—докембрийские кристаллические массивы: I—Гвианский; II—Центральный; III—Восточно-Бразильский; 2—изогипсы по поверхности докембрийского фундамента (по данным геофизики и бурения на 1954 г.); 3—глубокие скважины, пробуренные в 1952—1956 г.: 1—Ново Олинда, глубина 2718 м, забой в отложениях девона; 2—Алмердо Чан, глубина 3623 м, забой в отложениях девона; 3—Куруру на о. Маражо, вскрыла фундамент на абс. отм. —3858 м; 4—Бадажос, вскрыла фундамент на абс. отм. —2108 м; 5—Лимоэйро I, глубина 4027 м, забой в отложениях эопена; 6—Каролина I, вскрыла фундамент на абс. отм. —963 м; 7—Риачан I, вскрыла фундамент на абс. отм. —1600 м; 8—Жакаретиньо I, глубина 2643 м, забой в отложениях девона (?); 9—Карлота Пренц I, вскрыла фундамент на абс. отм. —865 м (общая глубина 1521 м); 10—Сан Педро, вскрыла фундамент на абс. отм. около —900 м.

Палеозойские осадочные бассейны:

IV—Верхне-Амазонский; V—Манаусский; VI—Сан Луис; палеозойско-мезозойские осадочные бассейны: VII—Марашьян Пинауи; VIII—Парагвайский; мезозойские осадочные бассейны: IX—грабен Байя; X—сенеро-восточная сбросовая ступень; третичные осадочные бассейны: XI—Маражо; XII—Восточная сбросовая ступень.

ными терригенной серий. Общая мощность отложений, выполняющих грабен, превышает 4000 м.

Грабен с западной и восточной сторон ограничен крупными сбросовыми нарушениями. Восточный сброс, называемый Сальвадорским, имеет амплитуду порядка 4000 м; амплитуда западного сброса (сброс Марагажипе) в 12—13 раз меньше. Кроме двух глав-

ных нарушений выделяется ряд более мелких ступенчатых сбросов. Осадочный покров представляет в общем моноклираль с восточным падением, на фоне которой выявлен ряд резко выраженных антиклинальных складок, ориентированных преимущественно в меридиональном направлении, часто осложненных дизъюнктивными нарушениями. В настоящее время все из-

Таблица 2

Нефтяные месторождения Бразилии

Наименование месторождения	Год открытия	Возраст продуктивных горизонтов	Средняя глубина залегания продуктивных горизонтов, м	Средний дебит, м ³ /сутки	Качество нефти	Примечание
Нефтяной район Реконкаво						
Лобато-Жоанес	1939	Мел		Небольшой, все скважины насосные	Парафинистая, уд. вес 0,865	
Итапарика	1942	"	1300	8—11	Парафинистая, уд. вес. 0,876	
Кандейяс	1941	"	600—1500	Начальный дебит 320	Парафинистая, уд. вес. 0,865	С 1954 г. для поддержания давления применяется закачка газа
Дом Джон	1947	"	240—330	—	Малопарафинистая, легкая	С 1954 г. применяется закачка воды
Парамирим . . .	1951	"	Сведений нет			
Агуа Гранде . . .	1952	"	200	45	Уд. вес 0,82	
Мата де Сан Джон	1952	"	420	16	Уд. вес 0,82	
Педрас	1952	"	Данных пока нет			Получен газ
Поджука Централ	1953	Мел (формация Санта Атага)	1370	81	Уд. вес 0,82	
Арату	Небольшое газовое месторождение; сведений не имеется					
	Амазонский бассейн					
Нова Олинда . .	1955	Девон (?)	2715—2744	40	Уд. вес 0,82	

вестные нефтяные месторождения этой области располагаются только в пределах района Реконкаво. Здесь разведано и эксплуатируется 10 нефтяных и газовых месторождений, краткие сведения о которых приведены в табл. 2, а их расположение показано на рис. 2.

Месторождение Лобато-Жоанес является самым старым нефтяным месторождением Бразилии. Здесь разведана одна тектонически экранированная залежь, экраном которой служит поверхность Сальвадорского сброса. Продуктивный горизонт приурочен к меловым отложениям и имеет мощность 18—20 м. Залежь узкой полосой (ширина 240 м) вытянута параллельно сбросу. На площади было пробурено всего 18 скважин. Все они

давали небольшой дебит и были насосными.

Месторождение Кандейяс является крупнейшим по добыче месторождением Бразилии. В 1952 г. здесь было около 60 продуктивных скважин. В структурном отношении месторождение представляет собой резко асимметричную складку с крутым восточным крылом почти меридионального простирания, разбитую рядом нарушений. Нефть добывается из тонкозернистых линзовидных песков мелового возраста в интервале 600—1500 м. Максимальный дебит нефтяных скважин достигал 320 м³ в сутки.

В 1955 г. на юго-восточном погружении структуры были открыты новые богатые залежи нефти, в результате

чего добыча здесь значительно увеличилась.

Месторождение Дом Джон располагается на крайнем западе грабена Реконкаво, является одним из крупнейших месторождений Бразилии, по строению сходно с месторождением Кандейас и отличается от последнего большей мощностью и выдержанностью продуктивных горизонтов. Нефть здесь в отличие от других месторождений менее парафинистая. В 1954—1955 гг. продуктивная площадь была расширена за счет бурения в южной части складки, погруженной под воды залива Тодос ос Сантос. В 1955 г. на месторождении начато законтурное заводнение и добыча значительно возросла.

Месторождение Итапарика находится на северо-западном окончании о. Итапарика и приурочено

к небольшой осложненной нарушениями антиклинали северо-западного простирания. Продуктивные горизонты залегают на глубине свыше 1200 м, средний дебит скважин 8—11 м³ в сутки.

К тектонической линии Агуа Гранде—Мата де Сан Джон, вытянутой в северо-западном направлении, приурочены три небольших нефтяных месторождения — Мата де Сан Джон, Поджука и Агуа Гранде. Поджука является чисто нефтяным месторождением, а остальные — газонефтяными. Максимальный дебит нефти в этой группе получен в Поджука и равен 81 м³ в сутки. Продуктивными горизонтами являются те же песчаные пласты, что и в Дом Джон. На юго-восточном продолжении этой линии предполагается открытие четвертого месторождения.

Небольшое месторождение Педрас расположено в 65 км к северо-востоку от Агуа Гранде. Оно интересно тем, что находится в некотором удалении от основной южной группы месторождений и здесь появляются новые продуктивные горизонты, стратиграфически расположенные между продуктивными зонами месторождений Дом Джон и Кандейас.

Амазонский бассейн

Этот бассейн является вторым районом Бразилии с доказанной промышленной нефтеносностью. Площадь бассейна 1 196 000 км². Район труднодоступен для проведения разведочных работ. Впервые бурение было начато здесь в 1925 г. в районе Бом Жардим на р. Тапож, где были получены горючий газ и признаки нефти, по-видимому, из девонских отложений. В последние годы был проведен значительный объем геолого-геофизических работ и пробурен ряд глубоких скважин.

В тектоническом отношении Амазонский бассейн представляет собой палеозойскую впадину широтного простирания, выполненную мощной толщей осадочных

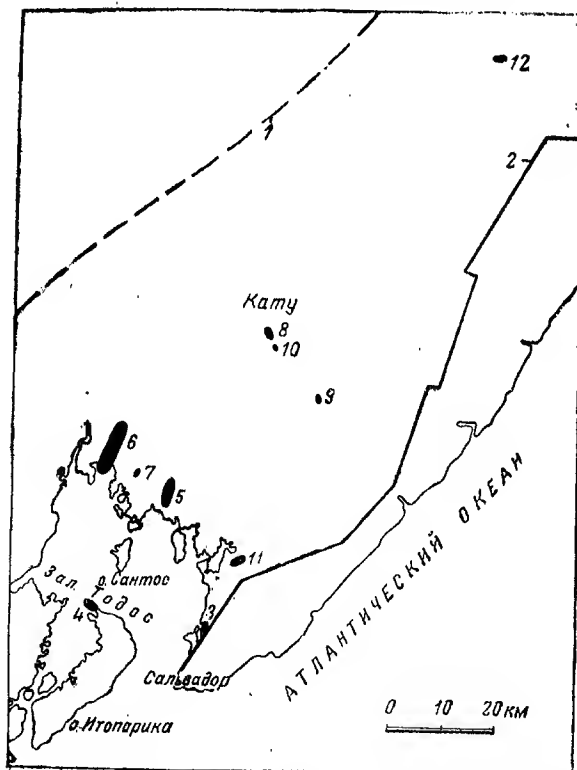


Рис. 2. Обзорная карта нефтяных месторождений района Реконкаво.

1 — сброс Марражине; 2 — Сальвадорский сброс; нефтяные месторождения; 3 — Лобато-Жоанес; 4 — Итапарика; 5 — Кандейас; 6 — Дом Джон; 7 — Парамиром; 8 — Агуа-Гранде; 9 — Мата де Сан-Джон; 10 — Поджука Централ; 11 — Арату; 12 — Педрас.

образований. Фундамент в центральной части бассейна, как установлено бурением, по-видимому, погружен на глубины 4—5 тыс. м, в то время как ранее по геофизическим данным предполагалось, что глубина залегания фундамента всего 1000 м. Возраст выполняющих впадину осадков охватывает интервал от кембрия до третичных включительно. Кембрий представлен метаморфическими породами, несогласно залегающими на фундаменте. Выше залегают обнажающиеся на северном борту впадины песчаники и сланцы силура. Девонские отложения обнажаются по бортам впадины, они вскрыты рядом глубоких скважин и представлены песчаниками и сланцами, мощность их в центре впадины более 500 м. Выше залегают богатые фауной известняки и соленосные отложения карбона с прослоями песчаников и сланцев максимальной мощностью свыше 1400 м. Отложения карбона в центральной части впадины перекрыты диабазовой формацией, мощность которой примерно 50 м. Резко несогласно залегают послепалеозойские формации, видимо, третичного возраста мощностью до 800 м.

В пределах Амазонского бассейна по имеющимся данным можно выделить две более мелкие структурные впадины. В западной части выделяется слабо изученный Верхне-Амазонский бассейн. В последние годы здесь были проведены сейсмические работы, установившие глубину залегания фундамента до 2,5 тыс. м. Данных о возрасте и типах осадков, выполняющих центральную часть Верхне-Амазонской впадины, не имеется. Полностью отсутствуют данные о западном продолжении бассейна, вследствие чего неясна его взаимосвязь с Предандийским прогибом. Далее к востоку, отделившись от Верхне-Амазонского бассейна сравнительно узкой седловиной, расположен Манаусский бассейн¹, в котором проведен значительный объем поисковых

работ и к концу 1955 г. пробурены две глубокие скважины в Нова Олинда и Алтер до Чан. Эти работы показали, что фундамент залегает на гораздо больших глубинах, чем предполагалось ранее (скважина в Алтер до Чан на глубине более 3500 м не вышла из девона), и что бассейн протягивается гораздо дальше на восток, чем представлялось по данным геофизики всего 2—3 года назад (см. рис. 1). Все это, несомненно, значительно расширяет общую перспективность бассейна.

Немногочисленные сведения о нефтегазопрооявлениях в этом регионе были известны давно. Крупные газопрооявления были отмечены в 1955 г. в районе городов Манаус и Итакуатиара. Однако промышленная нефть впервые в бассейне была открыта в марте 1955 г. в скважине на структуре Нова Олинда. Месторождение приурочено к антиклинальной складке, осложненной сбросом. Структура открыта в 1950 г. сейсмикой. Размер складки по этим данным 9×3 км. Нефть получена из песчаников девонского возраста в интервале 2715—2744 м (мощность 29 м). Первоначальный дебит скважины 40 м³ в сутки. Нефть легкая, с содержанием газа 35—40%.

Бассейн Маражо

Расположен в нижнем течении и устье р. Амазонки и имеет площадь 98 020 км². Впадина представляет собой крупный бассейн мезокайнозойского возраста. Фундамент вскрыт в двух скважинах — на о. Маражо на глубине 3858 м и в Бадажосе на глубине 2108 м. Самыми древними отложениями, выполняющими впадину и вскрытыми скважиной на о. Маражо, являются осадки, вероятно, мелового возраста, залегающие на докембрийском (?) фундаменте. Их мощность примерно 1000 м. Выше залегают глинистые сланцы эоцена мощностью более 830 м. Между эоценом и миоценом залегает 330-метровая толща кремнистых пород неопределенного возраста. Мощность миоцена 1450 м. Все отложения, вскрытые скважиной, представлены терригенными породами, главным об-

¹ Термин «Нижне-Амазонский бассейн», применяемый рядом авторов, следует считать неудачным, поскольку в нижнем течении р. Амазонки выявлен бассейн Маражо, имеющий самостоятельное значение (см. дальше).

разом песчаниками. Современные и плейстоценовые осадки имеют мощность около 250 м. Таким образом, общая мощность третичного комплекса превышает 2600 м.

Тектоника бассейна Маражо известна только в самых общих чертах. Сейсмикой в центральной части его выявлен грабен шириной более 100 км, вытянутый в меридиональном направлении. О нефтеносности бассейна сведений не имеется, если не считать слабые нефтепроявления в скважине, пробуренной на о. Маражо.

Бассейн Мараньян-Пиауи

Расположен в северо-восточной части Бразилии и занимает площадь 612 300 км². Изучен по сравнению с другими бассейнами гораздо лучше.

Бассейн выполнен мощной толщей верхнепалеозойских пород, мощность которых по бортам составляет 1200 м, а в центральной части увеличивается, по-видимому, до 2000—2500 м. Палеозойские отложения представлены преимущественно терригенными отложениями с прослоями доломитов, гипсов и соли. В отличие от описанных выше районов здесь присутствуют пермские отложения, с которыми, как полагают, связаны основные перспективы нефтеносности. Палеозойские осадки имеют мелководное морское происхождение, тогда как вышележащие меловые и третичные осадки, общая мощность которых 400—500 м, являются континентальными.

В структурном отношении этот район представляет собой платформенную впадину с углами падения в осадочном чехле не более 1° и с глубиной погружения фундамента в центре бассейна, по-видимому, до 3,5 тыс. м. Характер сочленения со смежными структурными элементами на севере не вполне ясен. Возможно, что выделяемый на севере по сейсмическим данным палеозойский (?) бассейн Сан Луис является продолжением бассейна Мараньян — Пиауи на север. Во впадине отмечается ряд локальных сбросов; закартировано несколько антиклинальных структур. Местами наблюдаются интрузии диаба-

зов, прорывающих толщу пермо-карбона.

Никаких нефтепроявлений в бассейне не отмечалось. Однако в разрезе известны битуминозные сланцы, которые считаются благоприятными нефтематеринскими слоями. Две глубокие скважины, пробуренные на антиклинальных структурах, оказались сухими.

Паранский бассейн

Эта впадина представляет собой крупный осадочный бассейн, ограниченный выходами изверженных и метаморфических пород. Площадь его примерно 827 000 км². В пределах Бразилии расположены только его северная и северо-восточная части. Впадина выполнена толщей палеозойских и мезозойских отложений. Разрез осадочного комплекса начинается пачкой конгломератов (14 м), относимых к готланду (?). Выше с размывом залегает нижний девон, представленный в нижней части песчаниками, в верхней — глинистыми сланцами. Девонские породы имеют морское происхождение; их мощность 130—600 м. Непосредственно выше залегают отложения верхнего карбона, представленные терригенными породами с прослоями углей в нижней части. В верхах разреза карбона расположена довольно мощная (40—90 м) пачка битуминозных сланцев. Общая мощность верхнего карбона колеблется от 300 до 2000 м. На карбоне согласно лежат осадки нижней перми, представленные терригенными породами с прослоями известняков. Мощность 120—700 м. На нижнюю пермь с размывом ложится верхний триас, выраженный обломочными фациями. Мощность 130—350 м. Происхождение каменноугольных, пермских и триасовых осадков в основном континентально-озерное, реже — морское. Выше залегает эффузивная серия Серра Герал, покрывающая всю центральную часть впадины. Ее возраст определяется как лейас или верхний триас. Мощность этой серии 200—1000 м. Венчают разрез песчаники верхнего мела мощностью 40 м.

В структурном отношении Паран-

ский бассейн представляет платформенную впадину, по бортам которой слои с незначительными углами (порядка 1°) падают к центру. В ее пределах картированием выявлен ряд локальных структур, на которых производилось мелкое бурение. В последнее время пробурены две глубокие скважины. Одна из них вскрыла фундамент на глубине 1521 м, другая, расположенная в более погруженной части бассейна, при забое 2643 м не вышла из девона. Обе скважины оказались сухими.

Нефтепроявления в этой области отмечались в ряде неглубоких скважин, бурившихся с целью поисков нефти, угля и воды. Небольшие притоки нефти хорошего качества получены из песков, относимых к триасу.

Северо-восточная сбросовая ступень

Этот район представляет узкую вытянутую полосу площадью около 4800 км². Его строение слабо изучено, так как детальные работы были проведены только в южной части. Самые древние отложения, известные в районе и обнаженные вдоль р. Сан-Франциско, представлены богатыми фауной известняками, переслаивающимися со сланцами и песчаниками. Их возраст, вероятно, триасовый, мощность небольшая. Триас перекрыт песчаниками и сланцами мелового возраста, в которых встречаются прослои известняков с фауной. Мощность этой серии 900—1800 м. Эта толща перекрыта известняками мощностью около 750 м, относимыми к верхнему мелу.

Меловые отложения перекрываются грубыми песками и гравелитами третичного возраста (мощность 100 м и более). Таким образом, максимальная мощность осадков в этой области, по видимому, достигает 3500—4000 м.

В тектоническом отношении эта область представляет сбросовую ступень, образовавшуюся в результате раскола фундамента и резкого опускания прибрежной полосы. В региональном плане осадочные слои имеют моноклинальное залегание с падением на вос-

ток. Угол падения слоев 5—20°. Моноклиналь осложнена рядом локальных сбросов, которые особенно часто встречаются вблизи контакта осадочных пород с фундаментом. Отмечен также ряд антиклинальных складок.

Нефть в этом районе не добывается. Было пробурено около 20 глубоких скважин; почти во всех из них отмечались нефтепроявления. В одной скважине был встречен тонкий прослой песчаника, насыщенный нефтью. Однако хороших коллекторов обнаружено не было, и скважина оставлена как непромышленная.

Общие перспективы нефтегазоносности Бразилии

Из рассмотрения геологического строения Бразилии видно, что она обладает большими возможностями для открытия в ближайшем будущем новых крупных нефтяных месторождений. Эти возможности вытекают из наличия на ее территории крупных осадочных бассейнов, общая площадь которых превышает 2800 тыс. км². Открытие нефти в Нова Олинда, установление гораздо большей мощности осадочного покрова и расширения бассейна на восток резко повысили перспективы Амазонской впадины, которая сейчас является первоочередным объектом разведки. Перспективными здесь являются девонские и отчасти каменноугольные отложения. Весьма большими перспективами обладают бассейны Мараньян-Пиауи и Паранский. В первом из них перспективы связывают главным образом с отложениями перми, а также девона и карбона, которые имеют морское происхождение. В Паранском бассейне интересен в нефтегазовом отношении крупный стратиграфический интервал от девона до триаса. В бассейне Маражо в нефтеносном отношении перспективны верхнемеловые и третичные отложения. Северо-восточная и почти не изученная восточная прибрежные зоны сбросовых ступеней, несомненно, также обладают известными перспективами. Некоторое расширение добычи может быть достигнуто за счет доразведки старого нефтеносного района Баия.

**О книге В. А. Успенского „БАЛАНС УГЛЕРОДА
В БИОСФЕРЕ В СВЯЗИ С ВОПРОСОМ
О РАСПРЕДЕЛЕНИИ УГЛЕРОДА В ЗЕМНОЙ КОРЕ“
(Гостоптехиздат, 1956)**

Небольшая по объему книга В. А. Успенского (около семи печатных листов), изданная Гостоптехиздатом в 1956 г., касается весьма интересного и в то же время очень сложного вопроса о распределении углерода в верхних слоях земной коры, в гидросфере и в атмосфере.

Автор этой книги, несомненно, написал ценную научную работу, вложив при этом очень большой труд в сбор и обобщение материалов, о чем свидетельствуют многочисленные цифровые данные, приводимые в книге.

В работе В. А. Успенского даются прежде всего обобщенные сведения о содержании и количестве углерода и углеродсодержащих веществ в атмосфере, гидросфере, в мелководных и глубоководных осадках, в различных поверхностных водах (реках, болотах, озерах) и т. д. Большое внимание в приводимых материалах обращается на различные виды организмов, их распределение, количество содержащегося в них углерода и главных его соединений. Приводится также состав газов, содержащихся в земной коре, и общее количество газообразных компонентов, имеющих в атмосфере, гидросфере и верхних слоях горных пород.

Автор рассматривает распределение углерода, содержащегося не только в органических, но и в неорганических веществах (в карбонатах и других соединениях).

Совокупность приведенных материалов позволяет автору дать количественную характеристику распределения углерода и составить его баланс в биосфере. На основе полученных представлений о распределении углерода и происходящих с ним процессов в последнем разделе книги дается схема круговорота углерода.

При этом рассматриваются основные циклические процессы, в которых участвует углерод, содержащийся в углекислом газе атмосферы. К этим циклическим процессам относится «автотрофный цикл», т. е. процессы, связанные с деятельностью автотрофных организмов, усваивающих углекислый газ и осуществляющих синтез многих органических веществ.

Далее следует «гетеротрофный цикл», связанный с деятельностью гетеротрофных организмов, использующих в качестве пищи живое вещество автотрофов. На приведенной в книге диаграмме за гетеротрофным циклом показан эрозионный и, наконец, метаморфический циклы.

В конце последнего раздела работы приводятся краткие соображения, касающиеся связи рассмотренных вопросов о распределении углерода и его круговороте с процессами нефтеобразования.

Приведенные в книге В. А. Успенского материалы представляют большой интерес для всех, кто занимается исследованиями в области происхождения нефти и газа, геохимии углерода и других связанных с этими проблемами вопросов.

Трудно представить, чтобы исследования и обобщения, приведенные в книге В. А. Успенского, не имели недостатков. Из этих недостатков необходимо отметить следующие.

Для газового состава подземных вод (стр. 10) автор дает среднее содержание сероводорода 1,8%. Это значение явно преувеличено, что связано с использованием устарелых и немногочисленных анализов, взятых из ранних работ акад. В. И. Вернадского. Следовало бы воспользоваться материалами последних двух десятилетий, опубликованными в литературе. Сводка этих

материалов даст иной газовый состав, отличный от приведенного в книге.

Азот, содержащийся в подземных газах, нельзя считать только биогенным. Он может быть (помимо воздушного) различным — биогенным, химическим, радиохимическим.

Непонятно, почему автор книги считает массу углерода каустобиолитов равной $4,9 \times 10^{12}$ т (стр. 79). Принимаемые сейчас запасы углей имеют гораздо большую величину.

Вряд ли имеет смысл рассматривать содержание углерода в центральном ядре земли или на глубинах 1500—3000 км (стр. 80). Мы слишком мало знаем о составе вещества на таких глубинах и о тех процессах, которые там происходят в условиях колоссальных давлений.

В приведенной диаграмме круговорота органического углерода (стр. 88) следует обратить внимание на замкнутость всех приведенных циклов. Получается впечатление какого-то вечного движения органического углерода по нескольким циклам. В действительности этого нет. Поэтому нельзя согласиться с В. А. Успенским в том, что он совершенно отбросил приток углекислого газа из земных глубин (из магматических пород через вулканы и другие пути), а также некоторые другие процессы. Количества притекающего из земных глубин углекислого газа огромны, и он играл и играет очень

важную роль в балансе углерода и накоплении его в осадочных породах. Материалы по этому вопросу опубликованы.

Некоторые величины, приведенные в последнем разделе (стр. 86—93), как, например, доля углерода, захороняемая в осадочных породах и выпадающая из тех или иных циклов, периоды времени, соответствующие различным циклам и другие, требуют уточнения, так как они расходятся с данными, полученными другими исследователями.

Несмотря на сделанные замечания и другие имеющиеся неясности и неточности, книга В. А. Успенского является оригинальным и интересным научным трудом, способствующим развитию наших знаний об углероде, его соединениях и их превращениях.

В заключение можно вполне присоединиться к мнению В. А. Успенского, выраженному, правда, в виде вопроса, которое сформулировано в последних строках его книги. Оно заключается в том, что при изучении процессов образования нефти нужно обращать внимание не столько на изучение разрезов уже существующих нефтяных месторождений, сколько на изучение разрезов современных субаквальных отложений на погружающихся бортах впадин.

В. Соколов

* * *

Редактор *С. П. Максимов*

Техн. редактор *А. В. Трофимов*

Корректор *Т. Я. Матвеева*

Т-02741.

Подписано к печати 19/III 1957 г.

Усл. печ. л. 6,16.

Уч.-изд. л. 6,92.

Формат 70×108/16.

Тираж 1850 экз.

Цена 6 руб.

Зак. 130.

Гостоптехиздат, Москва, К-12, Третьяковский проезд, 1/19.

Типография «Красный Печатник». Ленинград, Московский проспект, 91.

Новые книги

Комаров С. Г. Техника промысловой геофизики. Издание второе, переработанное. Гостоптехиздат, Москва, 1957. Стр. 562. Цена 20 р. 65 к.

Допущено Управлением учебных заведений Министерства нефтяной промышленности СССР в качестве учебного пособия для учащихся нефтяных техникумов.

В книге изложена методика промысловых геофизических работ и описаны оборудование и аппаратура, при помощи которых эти работы осуществляются. В ней рассмотрены электрический, радиоактивный и другие виды кароттажа, геохимические методы исследования в скважинах и исследования, проводимые для контроля технического состояния скважины (термометрия, кавериметрия, инклинометрия, определение падения пластов).

Особое внимание уделено в книге новым методам, приборам и оборудованию. Дана критический анализ достоинств и недостатков их.

Кроме того, в книге приведены сведения о зарубежной промыслово-геофизической технике.

Книга также может быть использована специалистами-геофизиками в их практической работе.

Наливкин В. Д., Розанов Л. Н., Фотиади Э. Э., Егоров С. П., Егурзов И. И., Ковалевский Ю. С., Козаченко А. А., Коидратьева М. Г., Кузнецов Г. А., Куликов Ф. С., Лобов В. А., Софроцкий П. А., Татринов А. Г. Волго-Уральская нефтеносная область. Тектоника. Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геолого-разведочного института (ВНИГРИ). Новая серия. Вып. 100. Гостоптехиздат, Ленинградское отделение, 1956. Стр. 312. Цена 23 р. 40 к.

Книга является сводкой материалов по тектонике Волго-Уральской области, написанной большим коллективом работников нефтяных объединений, трестов, институтов и научно-исследовательских лабораторий Волго-Уральской области под руководством ВНИГРИ. В ней приведена схема тектонического районирования, в основу которой положено выделение структур первого порядка, устанавливаемых по основным продуктивным горизонтам девона и карбона, с учетом истории формирования этих структур.

Детально описано 11 структур первого порядка (6 положительных и 5 отрицательных), 46 структур второго порядка (36 положительных и 10 отрицательных) и 70 наиболее полно изученных положительных структур третьего порядка.

В конце книги рассмотрены новые структуры, благоприятные для аккумуляции нефти, а также намечены участки для поисков новых обособленных поднятий.

Книга рассчитана на геологов, как работающих в районах Волго-Уральской области, так и занимающихся вопросами региональной тектоники.

Применение аэрометодов для геологических исследований морского дна. Краткое методическое руководство. Академия наук Союза ССР. Лаборатория аэрометодов. Гостоптехиздат, Ленинградское отделение, 1956. Стр. 255. Цена 12 р. 50 к.

Книга представляет собой первый опыт составления методического руководства для аэрогеологических исследований. Материалом книги послужили данные, полученные при изучении мелководных участков прибрежной западной части Каспийского моря.

Применение аэрогеологических исследований в связи с поисковыми, поисково-разведочными и эксплуатационными нефтяными работами совместно с данными сейсморазведки, картировочного бурения, электрометрических, водолазных и других работ дало возможность составления геологических карт морского дна, на много превышающих точность карт, составленных ранее без помощи аэрометодов.

Краткие сведения по аэрофотосъемке, технике фотографии, фотограмметрии и измерениям на аэрофотоснимках даны в главах I—IV; основная часть работы — главы V и VII — посвящена вопросам применения аэрометодов при геологических исследованиях морского дна. Дано описание техники и методики наблюдений, анализа аэрофотоснимков, их расшифровки в полевых и камеральных условиях.

Книга рассчитана на геологов, гидрогеологов, ведущих поисковые работы путем аэрогеологических исследований, на работников аэросъемки, проектных организаций.

Сигаль Ж. Отряд фораминиферы. Перевод с франц. В. В. Зотовой, К. И. Ратновской, Н. Н. Субботиной, под ред. Н. Н. Субботиной. Гостоптехиздат, Ленинградское отделение, 1956. Стр. 221. Цена 14 р. 70 к.

В книге приведены новая классификация фораминифер, описание некоторых из них, а также данные об их экологии.

Книга рассчитана на микропалеонтологов, занимающихся изучением фораминифер.

Григорян Г. М., Алексин А. Г., Закс С. Л., Кузин М. И., Полозов В. Т., Суханов В. П., Султанов Д. К., Стрельчук Н. А., Черняк И. Л. Техника безопасности и противопожарная техника в нефтяной промышленности. Гостоптехиздат, Москва, 1956. Стр. 508. Цена 13 р. 60 к.

Допущено Министерством высшего образования СССР в качестве учебного пособия для нефтяных вузов и факультетов.

В книге изложены основы техники безопасности, производственной санитарии, противопожарной техники.

Значительная часть работы посвящена изложению требований, предъявляемых к безопасным условиям труда во всех отраслях нефтяной промышленности: геологии, бурении, добыче, переработке, транспорте и хранении.

Книга также может быть использована инженерно-техническими и другими работниками, занятыми на производствах нефтяной промышленности.

STAT

Page Denied